



ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: TRATAMENTO DE DADOS E AVALIAÇÃO
DE APROVEITAMENTO EM ÁREAS DE GRANDE POTENCIAL NO BRASIL

Eduardo Moura da Silva Ferreira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de
Planejamento Energético, COPPE, da Universidade
Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético

Orientadores: André Frossard Pereira de Lucena

Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2019

ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: TRATAMENTO DE DADOS E AVALIAÇÃO
DE APROVEITAMENTO EM ÁREAS DE GRANDE POTENCIAL NO BRASIL

Eduardo Moura da Silva Ferreira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof.^a Larissa Pupo Nogueira de Oliveira, D.Sc.

Prof. Ricardo Marques Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2019

Ferreira, Eduardo Moura da Silva

Energia eólica *offshore*: Tratamento de dados e avaliação de aproveitamento em áreas de grande potencial no Brasil/ Eduardo Moura da Silva Ferreira – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XI, 113 p: il; 29,7 cm.

Orientadores: André Frossard Pereira de Lucena

Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2019

Referências Bibliográficas: p. 91-97.

1. Potencial energético. 2. Eólica *offshore*. 3. Brasil. I. Lucena, André Frossard Pereira de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq, pelo apoio financeiro durante o mestrado e à UFRJ, por me fornecer esta oportunidade única de aprendizado, além de me conceder acesso à sua infraestrutura e professores, que tanto me ensinaram.

Aos meus orientadores, André e Alexandre, por se interessarem pelo tema da dissertação e por acharem tempo em suas atribuladas rotinas para me ajudar a me guiar durante o trabalho.

Aos membros da banca Ricardo e Larissa por se disporem a participar e dar suas sugestões para melhorar a dissertação final.

Aos meus amigos, independentemente da origem. Os amigos que fiz no colégio, durante a graduação, mestrado, perto de casa ou dos acasos da vida. Todos foram muito importantes para me fornecer calma, distração e risadas durante toda esta jornada.

À minha família, pela preocupação e apoio quando precisei. Particularmente, à minha mãe, pelo incentivo e convivência diária, meu pai, por oferecer ajuda tanto com sua companhia quanto com sua inteligência pra me ajudar com as questões técnicas que precisei, e meu irmão, organizando eventos familiares constantemente e trazendo a nós a presença especial do meu sobrinho. A meus avós por acreditar em mim e também um agradecimento especial aos meus tios que me mostraram essa área em que escolhi para me especializar.

Finalmente, à minha namorada, por todo o amor a mim direcionado, pelas brincadeiras, importantes nos momentos de tensão, por sempre me aturar, mesmo nos momentos difíceis e pelo apoio incondicional.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: TRATAMENTO DE DADOS E AVALIAÇÃO
DE APROVEITAMENTO EM ÁREAS DE GRANDE POTENCIAL NO BRASIL

Eduardo Moura da Silva Ferreira

Fevereiro/2019

Orientadores: André Frossard Pereira de Lucena

Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho avalia o potencial do aproveitamento da energia dos ventos *offshore* no Brasil como forma alternativa de geração de energia a partir de uma fonte renovável. Para isso, foram analisados diversos aspectos como estruturas, componentes, cadeia de valor e políticas de incentivo no setor. Em seguida, para avaliar a viabilidade econômica da tecnologia, foram identificados *hotspots*, ou seja, as regiões mais favoráveis no litoral para o seu aproveitamento. A partir de dados obtidos nessas regiões de estações meteorológicas via satélite, realizou-se um tratamento de dados utilizando a programação em *Python* e foi feita uma modelagem de parques eólicos utilizando o *System Advisor Model* (SAM) de modo a calcular o custo nivelado da eletricidade e estimar a energia gerada ao longo do ano. Com essas informações realizou-se uma extrapolação para estimar o potencial energético eólico *offshore* ao longo da costa brasileira a partir das variações dos ventos ao longo das costas do país, com foco nos *hotspots*. Finalmente, foi feita uma síntese, concluindo a respeito do potencial brasileiro para adotar essa forma de geração de energia.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

OFFSHORE WIND ENERGY: DATA TREATMENT AND ASSESSEMENT OF
AREAS WITH GREAT POTENTIAL IN BRAZIL

Eduardo Moura da Silva Ferreira

February/2019

Advisors: André Frossard Pereira de Lucena

Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

This study evaluated the potential to develop offshore wind as an option to generate electricity in Brazil from a renewable energy source. Different aspects were analyzed in order to make this assessment: Firstly, a review took place to study the technology, the offshore wind value chain and policies that are currently used. The next step was to analyze Brazil's economic potential to adopt *offshore* wind energy: firstly, a research was made to identify Brazilian offshore regions with the best available wind. In the following step, wind farms were modeled in these regions using System Advisor Model (SAM) and data collected from Brazilian Marine weather stations and satellite data that were treated with the help of Python programming. As a result, the levelized cost of electricity and the energy output of these farms were estimated. Furthermore, from the extrapolation of these results, considering the wind variation along the Brazilian coast, the country's offshore wind potential was also estimated, focusing on regions with best available wind. Finally a synthesis was made in order to conclude about Brazil's real potential to exploit *offshore* winds.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contexto	1
1.2	Justificativa	6
1.3	Objetivo.....	7
1.4	Hipóteses.....	7
1.5	Estrutura da dissertação	8
2	ENERGIA EÓLICA <i>OFFSHORE</i> : CARACTERÍSTICAS, CADEIA DE VALOR E POLÍTICAS DE INCENTIVO.....	10
2.1	Histórico da energia eólica e contexto atual	10
2.2	Características da Energia eólica	10
2.3	A turbina eólica e seus componentes	12
2.4	Subestruturas da geração eólica <i>offshore</i>	16
2.5	Energia Eólica no Brasil	18
2.6	Potencial eólico <i>offshore</i> brasileiro.....	19
2.7	Complementaridade de fontes de geração de energia elétrica.....	25
2.7.1	Sazonalidade da energia eólica <i>offshore</i>	26
2.7.2	Complementaridade hidro-eólica <i>offshore</i>	28
2.8	Cadeia de valor para setor eólico offshore.....	31
2.9	Revisão de políticas de incentivo energéticas e estudos de casos	33
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	36

3.1	Macrofluxograma e os elos principais	36
3.2	Recursos eólicos disponíveis e mensuração do potencial nacional	38
3.2.1	Definição de <i>hotspots</i> para energia eólica <i>offshore</i> no Brasil.....	38
3.3	Modelagem do caso Brasileiro via SAM – <i>System Advisor Model</i>	38
3.3.1	Entrada de dados	39
3.3.2	Saída de Dados.....	56
3.3.3	Limitação Geográfica e cálculo do potencial energético	57
4	RESULTADOS.....	61
4.1	Seleção de <i>hotspots</i>	61
4.2	Recursos eólicos <i>offshore</i> nacionais	62
4.2.1	Resultados gerados pelo <i>Python</i>	62
4.2.2	Resultados gerados pela modelagem dos parques eólicos.....	73
4.2.3	Resultados de cálculos de potencial energético eólico <i>offshore</i> brasileiro	
	77	
4.3	Discussão de resultados	85
5	CONCLUSÃO	88
6	BIBLIOGRAFIA	91
7	ANEXO A – Código <i>python</i> para geração de dados da Estação de Calcanhar ...	98
8	ANEXO B – Código Python para geração de dados da estação de Santa Maria	
	101	
9	ANEXO C - CÓDIGO PYTHON PARA GERAÇÃO DE DADOS A PARTIR DE DADOS DE SATÉLITE	105
10	ANEXO D – Cálculo do potencial energético eólico <i>offshore</i> na costa brasileira	
	107	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade global acumulada de energia eólica offshore instalada de 2011 a 2017.....	3
Figura 2: Capacidade eólica <i>offshore</i> instalada por país em 2017.....	4
Figura 3: Turbina eólica e seus componentes.....	13
Figura 4: Representação esquemática dos tipos de subestruturas de turbinas eólicas <i>offshore</i>	16
Figura 5: Campo de vento e densidade média de potência no litoral brasileiro	20
Figura 6: Regiões analisadas para cálculo de energia gerada por turbinas na costa nordeste.....	23
Figura 7: Identificação dos <i>hotspots</i> brasileiros de vento <i>offshore</i>	25
Figura 8: Sazonalidade de ventos nas costas brasileiras.....	26
Figura 9: Geração média mensal por região (1931-2015).....	29
Figura 10: Políticas de incentivo de energia.....	34
Figura 11: Fluxograma de metodologia.....	37
Figura 12: Entrada de dados no SAM para regiões dos Estados Unidos.....	40
Figura 13: Localização de estações meteorológicas de Calcanhar e Santa Maria.....	41
Figura 14: Ilustração da interpolação de funções em <i>python</i>	44
Fonte: Elaboração Própria.....	44
Figura 15: Código <i>python</i> parte 1	45
Figura 16: Código <i>python</i> parte 2	46
Figura 17: Código <i>python</i> parte 3	47
Figura 18: Código <i>python</i> parte 4	48

Figura 19: Exemplo de Estação Meteorológica na Laje de Santos.....	50
Figura 20: Exemplo de Desenho Esquemático	52
Figura 21: Desenho Esquemático (<i>Box-plot</i>) para velocidades de vento medidas nas estações meteorológicas de Santa Maria e Calcanhar.....	53
Figura 22: Layout de parques eólicos modelados no SAM	55
Figura 23: Curva gerada de velocidade do vento em estação de Santa Maria ao longo de um ano.....	63
Figura 24: Curva gerada de temperatura em estação de Santa Maria ao longo de um ano.....	64
Figura 25: Curva gerada de pressão em estação de Santa Maria ao longo de um ano	65
Figura 26: Curva gerada de direção do vento em estação de Santa Maria ao longo de um ano.....	66
Figura 27: Curva gerada de velocidade do vento em estação de Calcanhar ao longo de um ano.....	68
Figura 28: Curva gerada de temperatura em estação de Calcanhar ao longo de um ano	69
Figura 29: Curva gerada de pressão em estação de Calcanhar ao longo de um ano....	70
Figura 30: Curva gerada de direção de vento em estação de Calcanhar ao longo de um ano.....	71
Figura 31: Curva de geração de energia mensal estimada em Santa Maria - SC	74
Figura 32: Curva de geração de energia mensal estimada em Calcanhar - RN.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Potencial eólico offshore estimado em relação a distância da costa e batimetria	21
Tabela 2: Seleção de ventos em regiões da costa brasileira conforme ocorrência de picos	27
Tabela 3: Seleção de geração hidráulica em regiões brasileiras conforme ocorrência de picos	31
Tabela 4: Recorte de planilha de dados relativos à Estação Meteorológica de Calcanhar	43
Tabela 5: Resultados de modelagem no SAM para parque eólico no Sul	75
Tabela 6: Resultados de modelagem no SAM para parque eólico no Nordeste	75
Tabela 7: Recorte de planilha com estimativa de área e potencial energético por região da costa brasileira.....	77
Tabela 8: Recorte de planilha para mapeamento de área explorável e potência aproveitável por região	79
Tabela 9: Quadro-resumo do potencial eólico offshore no Brasil (GW) – Dados de estações meteorológicas.....	80
Tabela 10: Quadro-resumo do potencial eólico offshore no Brasil (GW) – Dados de satélite	80
Tabela 11: Potencial aproveitável em <i>hotspots</i> para profundidades até 100 metros e distância da costa de 50 km	82
Tabela 12: Quadro-resumo da população e potencial eólico offshore por região	83

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

A preocupação com o desenvolvimento sustentável é crescente nas últimas décadas, vide conferências que foram e são realizadas com representantes das principais economias do globo – desde Estocolmo em 1972, contemplando, entre outras, a Rio 92, Rio+10 em 2002, Rio+20 em 2012, até o Acordo de Paris, realizado no ano de 2015 – que visaram estabelecer um plano de desenvolvimento global com preocupação especial à questão do aquecimento global (ONU, 2018).

Entretanto, as ações antrópicas e a evolução da oferta e consumo de energia no mundo não parecem sugerir mudanças significativas: ao analisar a oferta de energia primária, percebe-se que, desde a década de 70, a energia provinda de fontes fósseis passou de 94,1% de 3740 Mtoe (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) ou – aproximadamente 3520 Mtoe – para 80% de 5257 Mtoe – ou cerca de 4206 Mtoe – em 2016, de acordo relatório de 2017 da Agência Internacional de Energia (IEA). Ou seja, apesar da diminuição percentual total devido ao aumento de uso de outras fontes como renováveis e nuclear, o valor absoluto da oferta de energia de fontes fósseis teve um aumento de 19,5% nesses 43 anos.

Ao analisar a tendência mais recente pelo lado do consumo, 85,99% da energia primária consumida no mundo advém do petróleo (32,94%), carvão (29,20%) e gás natural (23,85%), segundo relatório do *World Energy Council* (WEC, 2016). Apesar de uma leve diminuição em relação aos anos de 2005 e 2010 – 87,46% e 87,03%, respectivamente – esse valor não parece sugerir que estamos próximos de uma economia menos dependente de recursos fósseis.

Nesse período de tempo, houve uma considerável diminuição dos custos nivelados¹ de centros de conversão de algumas fontes energéticas renováveis, tais como solar e eólica (EIA, 2017).

A energia eólica apresentou o maior crescimento, entre 2005 e 2015, dentre as energias renováveis, passando de 0,22% em 2005 para 1,44% 2015, atingindo um total de 432 GW (WEC, 2016). Apesar da rápida expansão, a representação global ainda é muito pequena, quando comparadas às fontes de energia fósseis, como visto anteriormente. O potencial, entretanto, é grande: uma análise feita na Universidade de Harvard (LU et al, 2008) estimou um potencial anual global de 840 PWh, considerando a eólica *onshore* e *offshore* até 200 metros da costa, já descontadas perdas inerentes. Para efeito de comparação, a energia elétrica total consumida no mundo em 2015 foi da ordem de 24 PWh, ou cerca de 3% desse potencial (IEA, 2017).

No Brasil, a evolução da energia eólica desde o fim da última década foi surpreendente: desde 2010, a capacidade instalada no país aumentou mais de 10 vezes e no fim de 2018 era superior a 14 GW (ANEEL, 2018). Esse progresso, entretanto, é exclusivo do ambiente em terra. Diversos estudos, como o de Pimenta (2008) e o de Ortiz e Kampel² (2011), apontam um grande potencial de aproveitamento do ambiente eólico *offshore* também. Neles, estimou-se que é possível desenvolver potencialmente uma capacidade eólica de cerca de 500 GW, considerando áreas aproveitáveis e tecnologias atuais. Dessa forma, identificou-se uma oportunidade de estudo nessa área, para analisar essa alternativa que, se viável, poderia levar o Brasil a

¹ Custo nivelado da eletricidade representa o custo por unidade de energia que uma planta tem, considerando-se um determinado ciclo de vida de geração e operação. É considerada uma boa medida de comparação entre diferentes modalidades de geração de energia (EIA, 2018)

² A metodologia seguida por esses estudos é descrita com mais detalhes na seção 2.6 do capítulo 2

desenvolver uma matriz energética capaz de contribuir globalmente para o desenvolvimento sustentável.

A energia eólica *offshore* teve seu início em 1991 com a instalação de um pequeno parque na Dinamarca na cidade de Vindeby, composto de 11 turbinas de 450 KW de potência (WIND EUROPE, 2019). Desde então a capacidade mundial aumentou para mais de 18 gigawatts (GW) em 2017 (GWEC, 2018), conforme mostra a figura a seguir. Estima-se que esse valor pode chegar a 100 GW em 2030 e cerca de 400 GW em 2040 (IRENA, 2016).

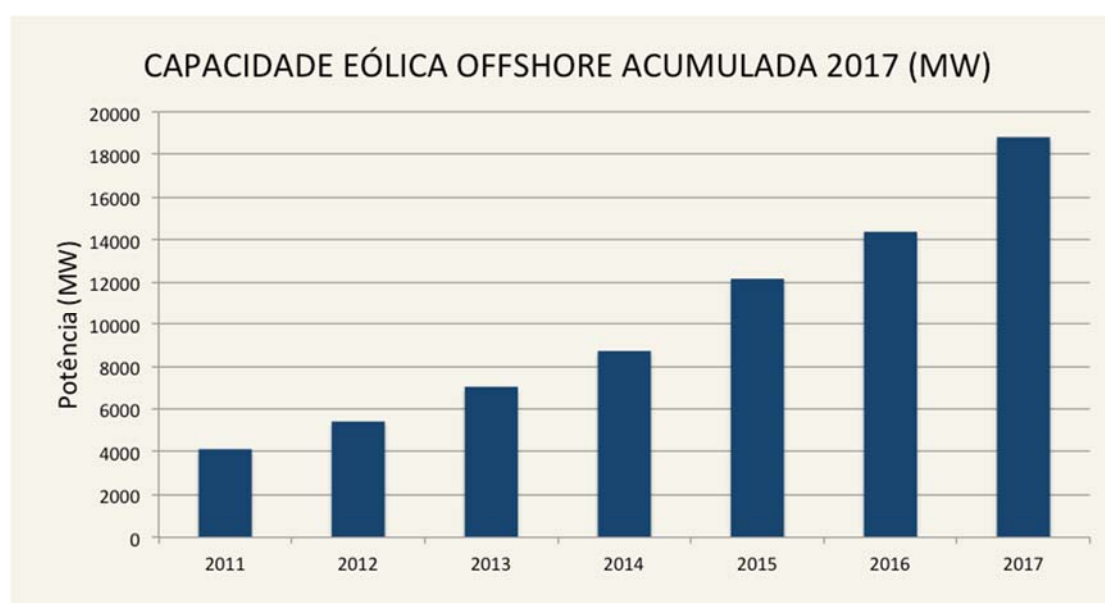


Figura 1: Capacidade global acumulada de energia eólica offshore instalada de 2011 a 2017

Fonte: Elaboração Própria adaptado de GWEC (2018)

De acordo com IRENA (2018a), a concentração desses parques é dominada pela Europa: a Grã-Bretanha e a Alemanha são atualmente os principais polos com mais de 7 e 5 GW, respectivamente. A tendência de crescimento de capacidade também é contínua: no ano de 2017, 3148 MW de capacidade adicional foi instalada no continente, distribuídos em 560 novas turbinas em 17 parques eólicos europeus

(WIND EUROPE, 2018). Em seguida a China, um novo destaque no cenário internacional, surge como novo investidor da tecnologia, com mais de 2,5 GW. Outros destaques são a Dinamarca, Holanda e Bélgica, conforme o gráfico a seguir:

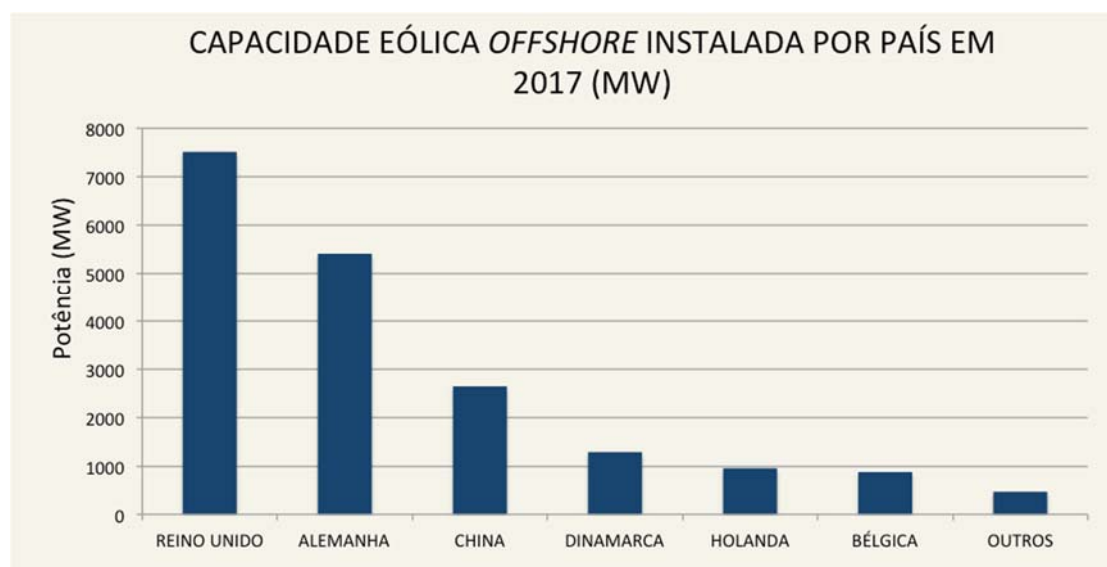


Figura 2: Capacidade eólica *offshore* instalada por país em 2017

Fonte: Elaboração Própria adaptado de IRENA (2018a)

No Brasil, ainda não houve até 2018 a instalação de um parque eólico *offshore*, apesar da acelerada expansão da energia eólica *onshore*, que apresentava mais de 13 GW capacidade em operação em 2017 (ANEEL, 2018), valor esse que era inferior a 1 GW em 2010 (ABEEÓLICA, 2017).

Para que haja uma maior inserção dessa tecnologia no mundo, é necessária a ação de políticas aliada à redução de custos com o tempo, além de diversos fatores a serem proporcionados, tais como (EWEA, 2015):

- Garantir um arcabouço institucional aliado a políticas de longo prazo
- Garantir acesso do setor a financiamento
- Garantir investimentos e conexões custo-efetivas

- Inovar e garantir sinergias para reduzir custos

Já houve uma considerável redução de custos e expansão de potencial físico: o custo de novos projetos *offshore* em 2016 atingiu a marca de 118 UDS/MWh (BNEF, 2018), o que corresponde a quase metade do valor de 240 UDS/MWh, apresentado em 2001 (IRENA, 2016). Ademais, o potencial aproveitado cresceu bastante com projetos a profundidades de 40 metros - o dobro de 2007 - e distâncias de 80 quilômetros da costa – valor que era de 40 km em 2007 (IRENA, 2016).

Leilões recentes no setor indicam que o custo nivelado da eletricidade deve cair a patamares competitivos para parques comissionados a partir de 2020, atingindo cerca de 60 dólares por MWh, valor que se encontra na faixa do custo de fontes fósseis, que hoje podem variar de 45 a 155 dólares por MWh (IRENA, 2018e). Para o cálculo do custo nivelado da eletricidade, faz-se uma análise dos diversos custos existentes durante o ciclo de vida, tais como custos de operação e manutenção, custos de combustível, quando aplicável, e custos de capital. O resultado vai ser um custo de energia em valor presente que representa o menor preço da energia que gere receita suficiente para compensar os custos e investimentos realizados, sendo uma medida útil para comparar a viabilidade de determinados tipos de energia em comparação com outras fontes (NREL, 2018). Para efeito de comparação, fontes mais maduras têm esse valor médio na faixa de 40 a 80 dólares por MWh, por exemplo, a biomassa tem média de 70 dólares, a hidroelétrica, 40 a 50 dólares e a eólica *onshore*, 60 a 80 dólares, sendo ela já considerada uma fonte competitiva (IRENA, 2018e).

Assim, a partir das informações expostas, identifica-se a relevância de estudar e realizar uma pesquisa para identificar o potencial da aproveitamento da geração de energia eólica *offshore* no Brasil.

1.2 Justificativa

Existem diversos fatores importantes que justificam um estudo específico do potencial de aproveitamento dessa tecnologia no Brasil, tais como:

- A costa brasileira é extensa: apresenta 7491 km de comprimento (CIA, 2017), garantindo acesso ao mar, o que possibilita em um primeiro momento o potencial da geração de energia eólica offshore;
- As condições de vento no país são extremamente favoráveis: há um potencial de 514 GW de capacidade considerando uma distância de até 100 km da costa e 606 GW para profundidades de até 100 metros (ORTIZ ET KAMPEL, 2011). Essas distâncias se aproximam dos valores já praticados em projetos comerciais, como mencionados anteriormente;
- Há, próximo a e ao longo de toda a costa, uma concentração da maior parte da população brasileira, o que ocorreu devido à ocupação histórica do país (IBGE, 2017). Esse fato implica que a instalação de parques eólicos offshore no Brasil pode beneficiar diretamente a população, ao garantir geração de energia em pontos físicos próximos aos de consumo final;
- É relativamente reduzida a literatura acerca do potencial de inserção da energia eólica *offshore* em território brasileiro;
- Boa parte das áreas *onshore* com alto fator de capacidade e ventos favoráveis para projetos eólicos no Brasil foi ocupada por tecnologias mais antigas e baratas (BNEF, 2016). Essa rápida ocupação das melhores áreas pode ter contribuído, junto à crise econômica no país, ao aumento dos preços de energia eólica, entre 2014 e 2017 (EPE, 2018a). A criação de um setor de tecnologia eólica offshore cria novas áreas potenciais a serem aproveitadas para gerar energia a partir do vento no país.

- Ventos mais intensos e constantes, redução de emissões, além das reduções de custos acelerada e desenvolvimento tecnológico de inovações são algumas das vantagens e aspectos positivos da geração de energia eólica *offshore* (IRENA, 2016).
- O desenvolvimento do país na indústria *offshore* para o petróleo pode produzir sinergias positivas, auxiliando em etapas como na instalação de fundações, cabos e subestruturas.

1.3 Objetivo

O objetivo geral desta dissertação é analisar o potencial do aproveitamento de parques de energia eólica *offshore* no Brasil. Para isso, serão desenvolvidas 2 frentes principais de pesquisa, que compõem os seguintes objetivos específicos:

- Revisão da literatura: Pesquisar sobre equipamentos, componentes e subestruturas, cadeia de valor do setor e políticas que vêm sendo adotadas em relação ao desenvolvimento dessa forma de geração de energia elétrica;
- Avaliar a viabilidade econômica da tecnologia no país: estudo da intensidade e sazonalidade dos ventos que poderão ser incorporados aos potenciais parques eólicos *offshore* do Brasil; Identificar *hotspots*, ou seja, as regiões mais favoráveis para aproveitamento da tecnologia e o possível *output* energético e custos correspondentes da energia gerada em parques nessas regiões; Estimar o potencial brasileiro eólico *offshore* ao longo da costa a partir das descobertas com foco nas regiões com melhores ventos;

1.4 Hipóteses

Propõe-se testar as seguintes hipóteses:

- Há recurso suficiente disponível no litoral brasileiro para o aproveitamento técnica e economicamente viável da tecnologia estudada;
- É possível fazer uma análise preliminar do potencial eólico offshore a partir dos dados disponíveis e do uso de programação para ajuste destes dados.

1.5 Estrutura da dissertação

- **Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica:** Detalha o histórico e características da energia eólica e mostra o avanço da tecnologia no ambiente brasileiro; identifica e expõe as tecnologias utilizadas para aproveitar a energia no vento, tanto em terra quanto no litoral; Mostra as pesquisas que foram realizadas anteriormente cujo objetivo tinha relação com estimar o potencial brasileiro da energia eólica *offshore*, focando em regiões mais favoráveis; Analisa o comportamento de fontes de energias cuja sazonalidade pode ou não servir como complementar à energia eólica na costa brasileira, dependendo dos tipos e regiões analisadas; Mostra as etapas da cadeia de valor da energia eólica *offshore*, indústrias que atuam e políticas de incentivo que já foram utilizadas no mundo para auxiliar a implantação da energias renovável.
- **Capítulo 3 – Procedimentos metodológicos:** Analisa as condições naturais no litoral brasileiro e identifica critérios para a escolha das regiões mais favoráveis (*hotspots*) para a implantação da energia eólica *offshore* no Brasil; Apresta o arcabouço de modelagem da instalação de parques nessas regiões com o intuito de verificar a viabilidade econômica, analisando a energia gerada e os custos necessários para esse desenvolvimento; Determina a forma

de extrapolar os resultados de modo a estimar potencial energético ao longo da costa dessa forma de geração de energia, focando nos *hotspots*;

- **Capítulo 4 – Resultados:** Mostra o comportamento das condições naturais de vento, temperatura e pressão nos *hotspots*; Estima custos e potenciais de parques eólicos *offshore* em *hotspots* brasileiros, além de seus potenciais energéticos por área; Expõe o valor do potencial energético do vento brasileiro ao longo da costa calculado, com foco nas regiões com melhores ventos, a partir da extrapolação dos resultados calculados nos parques modelados e consideradas as limitações geográficas de profundidade e distância da costa.
- **Capítulo 5 – Conclusão:** Sintetiza os resultados e as revisões feitas para concluir a respeito do potencial de aproveitamento da geração de energia eólica *offshore* no Brasil.

2 ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE*: CARACTERÍSTICAS, CADEIA DE VALOR E POLÍTICAS DE INCENTIVO

2.1 Histórico da energia eólica e contexto atual

A fabricação das primeiras turbinas eólicas nos moldes atuais foi iniciada na Alemanha na década de 1950 e, a partir da década de 1970 com a crise do petróleo, diversos países desenvolveram pesquisas na área. Entretanto, apenas em 1980 na Califórnia e em 1990 na Dinamarca e Alemanha, a tecnologia começou a atingir escala comercial significativa e maior contribuição para o sistema elétrico (RÜNCOS ET AL, 2005). Desde essa época e, com contribuição de uma maior preocupação global com o meio ambiente com diversas conferências sobre o assunto realizado pelos países das Nações Unidas a partir de 1972, Protocolo de Kyoto na década de 90, a energia eólica se expandiu exponencialmente chegando em 2015 a uma capacidade global de 414 GW (IEA, 2017).

Enquanto isso, a energia eólica *offshore* iniciou seu desenvolvimento em 1991 na Dinamarca e, seguindo a tendência, também apresentou um grande crescimento, atingindo 18 GW em 2017 (GWEC, 2018), com potencial estimado em até 100 GW em 2030 (IRENA, 2016).

2.2 Características da Energia eólica

A geração da energia eólica provém da movimentação de camadas de ar da atmosfera, sofrendo influência principalmente da energia proveniente da radiação solar e do movimento de rotação do planeta, formando um mecanismo permanente do planeta com o Sol (Amarante et al, 2001).

As características do vento, como intensidade e direção, apresentam sazonalidade anual e diária, de acordo com os aquecimentos variáveis na superfície, tanto numa escala global quanto local. Durante as horas do dia a variação pode ser grande mantendo regime diurno predominante, tanto por influências locais (microescala) ou regionais (mesoescala). No intervalo dos meses e anos, há uma regularidade com regime sazonal ao longo do ano, apresentando, por exemplo, ventos mais intensos recorrentemente durante determinados meses e menos intensos durante os mesmos consistentemente ao longo dos anos. Com o passar das décadas, sob o controle das grandes escalas atmosféricas, a variação dos ventos não tende a ser grande, permanecendo em média inferior a 10% (Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro, 2002). Em escala local, nas alturas de interesse para aproveitamento energético, o vento é afetado significativamente por: relevo, rugosidade aerodinâmica, obstáculos e estabilidade térmica vertical (Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro, 2002).

A turbina eólica consegue converter parte da energia cinética do vento em energia mecânica, a qual é utilizada para acionar o gerador, criando energia elétrica. A potência elétrica gerada pode ser estabelecida através da relação a seguir (Rüncos et al, 2005):

$$(1) P = \frac{1}{2} \eta C_P \gamma \pi R^2 v^3$$

em que η se refere à eficiência de conversão da turbina, C_P representa o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor, γ corresponde ao valor da densidade do ar, R se refere ao raio do rotor da turbina e v representa a velocidade do fluxo de vento.

Dessa forma, percebe-se que a potência elétrica é muito sensível à variação da intensidade do vento, sendo função de sua velocidade ao cubo. Além disso, ela é proporcional à área varrida pelo rotor, à densidade do ar, além do coeficiente aerodinâmico do rotor e da eficiência da turbina.

O vento, ao passar por uma turbina, tem sua velocidade diminuída a jusante do disco do rotor, porém, essa velocidade é reestabelecida após determinada distância. Uma esteira helicoidal de vórtices também é gerada a partir das forças de sustentação aerodinâmica, entretanto essa também se dissipa gradualmente. Isso levanta a questão de que as distâncias entre as turbinas devem ser estudadas na construção de um parque eólico, para evitar a interferência da ação de uma turbina sobre outra próxima (AMARANTE et al, 2001).

Há uma limitação de eficiência inerente à turbina eólica devido à variação de velocidade de entrada e saída do vento na turbina. Caso não haja tal diferença, não há aproveitamento da energia do vento. Ao mesmo tempo, uma turbina não consegue anular completamente a velocidade do vento a jusante e tem vento fluindo ao seu redor. O coeficiente de Betz, calculado em aproximadamente 59,26% indica a proporção máxima de energia eólica que pode ser extraída por uma turbina, independente da tecnologia utilizada (RAGHEB et RAGHEB, 2011).

2.3 A turbina eólica e seus componentes

A turbina eólica é composta basicamente pela torre e pela nacele. Essa última, por sua vez pode ser dividida em 5 subcomponentes (HANSEN, 2017):

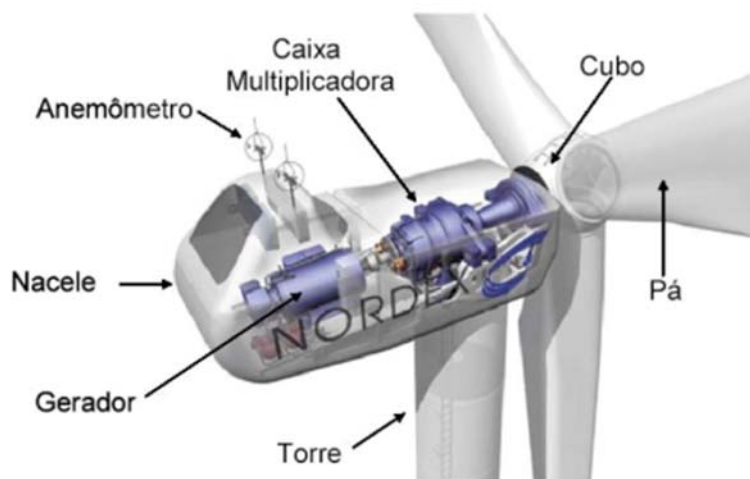


Figura 3: Turbina eólica e seus componentes

Fonte: CRESESB (2017a)

- Rotor aerodinâmico: O rotor é o sistema que a energia do vento e a transforma em energia cinética. É composto basicamente por suas pás e um *hub*, ou cubo, mostrado na figura anterior, onde as pás são conectadas mecanicamente. Rotores mais modernos costumam ter três pás, que podem girar ao redor de seus próprios eixos longitudinais.
- Sistema de transmissão: A energia mecânica do rotor é transmitida para o gerador através de um sistema de transmissão composto pelo eixo do rotor, sistemas de freio e a caixa de velocidade, ou caixa multiplicadora, conforme figura 3. A caixa de velocidade tem a função principal de, utilizando o eixo do rotor, converter o sistema de baixa rotação e elevado torque do rotor para um de alta rotação no eixo no gerador. O sistema de freio aerodinâmico tem a função de girar as pás para evitar o efeito do vento e o sistema de freio mecânico o complementa atuando para manter o sistema parado. Há atualmente *designs* para substituir a caixa de velocidade, utilizando uma estrutura multipolar, devido ao fato de ser considerada um elo frágil,

comumente apresentando defeitos com menos de 2 anos de uso. Ao invés de se utilizar a alta relação de transmissão, de modo a alcançar a elevada rotação dos aerogeradores, utilizam-se geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões (CRESESB, 2017b).

- Gerador: trata-se do componente que converte a energia mecânica em energia elétrica. Composto o gerador, o rotor se situa dentro de um estator e é responsável pela geração do campo magnético. A partir da rotação do sistema, uma voltagem é induzida nos terminais do estator. O gerador pode ser classificado em síncrono – no caso do campo magnético do estator estar em sincronia com aquele do rotor – ou assíncrono – no caso contrário. A vantagem do gerador síncrono é de não necessitar de uma corrente magnética reativa, entretanto, ele é mais complexo e caro. Já o assíncrono é mais robusto e barato, apesar da necessidade de uma corrente magnética reativa, o que pode exigir o uso de equipamentos extras. Próximo ao gerador há um anemômetro, que permite registrar a velocidade do vento no local.
- Circuito Interface de ligação do gerador à rede: A energia elétrica proveniente do gerador alimenta a rede através de um circuito de interface eletrônico. Ele deve ser definido de modo a satisfazer os requisitos tanto do gerador quanto da rede. Em relação ao gerador, deve-se assegurar que a velocidade de rotação da turbina esteja sendo continuamente ajustada para garantir a máxima eficiência. Em relação à rede, a interface deve estar de acordo com os requisitos para controlar a frequência, potência e controle de tensão. Com os avanços técnicos nos últimos tempos, os componentes conseguem lidar com maiores tensões, garantem menos perdas e mais confiabilidade no sistema.

- Sistema de controle da turbina: o sistema de controle otimiza a operação da turbina eólica de modo a garantir a melhor performance independente das condições naturais. O objetivo principal é maximizar a produção de energia e, simultaneamente, reduzir o estresse nos componentes mecânicos, para, assim, prolongar a vida útil dos mesmos. Os três sistemas de controle comumente usados são: o sistema de controle *stall*, *stall* ativo e *pitch*.

- o Sistema de controle *stall*: esse é o sistema mais simples e robusto dentre os três. As pás nesse caso são fixas no *hub* assim como seus ângulos, atuando passivamente. O *design* aerodinâmico do sistema garante que o rotor freie em velocidades acima da velocidade máxima especificada, pois entra em “*stall*”, ou seja, escoamento do ar em torno da superfície das pás se descola, aumentando a força de arrasto.
- o Sistema de controle *stall* ativo: nesse caso, o ângulo de ataque é controlado ativamente e aumentado levando propositalmente as pás ao efeito do “*stall*”. Diferentemente do *stall* simples, aqui há a vantagem de poder compensar variações na densidade do ar.
- o Sistema de controle *pitch*: Aqui os ângulos de ataque também são ativamente controlados, porém, diferentemente dos casos anteriores, ele é diminuído de modo a diminuir a velocidade de rotação do eixo do rotor.

No ano de 2018 já havia aerogeradores instalados com capacidade nominal superior a 8 MW (WANG et al, 2018). Para o futuro, já são realizadas pesquisas na Europa feitas para a instalação de capacidades de cerca de 20 MW, com a utilização de novos materiais e torres atingindo 200 metros de altura (MME, 2017).

2.4 Subestruturas da geração eólica *offshore*

As subestruturas que suportam as turbinas eólicas *offshore* são escolhidas de acordo com 3 fatores principais (KOH et NG, 2016): profundidade das águas, condições geotécnicas e tamanho da turbina. São 6 as principais fundações existentes hoje (WANG et al, 2018), classificadas a seguir, conforme a figura 3:

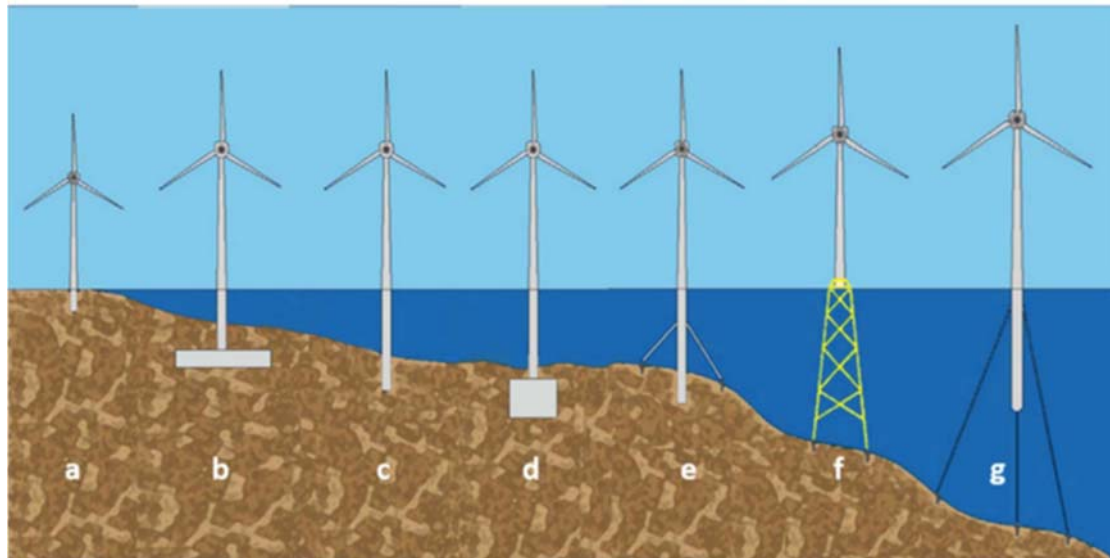


Figura 4: Representação esquemática dos tipos de subestruturas de turbinas eólicas *offshore*

Fonte: WANG et al. (2018)

- Monopilar: São fundações feitas de cilindros de aço vazados, geralmente com diâmetro de 3 a 6 metros e comprimento de 20 a 50 metros, sendo que 40 a 50% desse comprimento fica inserido no fundo do mar, conforme a letra “c” da figura anterior. Geralmente a profundidade dessa opção se limita a cerca de 30 metros. Sua construção é feita *onshore* e é posteriormente transportado para seu destino final. É a fundação mais popular atualmente e corresponde a mais de 80% dos casos de parques eólicos *offshore* na Europa. A figura “a” mostra o caso em que é feita a subestrutura *onshore*.

- Fundação por gravidade: Uma estrutura pesada faz uso da gravidade para manter a turbina eólica fixa, conforme a letra “b” da figura. Geralmente é uma opção mais cara que o monopilar e pode ser usado em casos em que o monopilar não é facilmente inserível no fundo do mar. A profundidade adequada para essa opção se encontra na faixa de 0 a 30 metros.
- Estrutura de Tripé: É uma extensão do monopilar, em que três pilares menores e conectados em por um cilindro central de maior diâmetro são instalados no fundo do mar para dar suporte e resistência adicionais (letra “e” da figura 3). Entretanto, os custos dessa opção são maiores que os do monopilar.
- Estrutura de Jaqueta: essa fundação (letra “f” na figura anterior) é formada em treliças com três ou quatro cilindros de aço inseridos no fundo do mar e é inspirado nos conceitos de plataformas de óleo e gás. Tem custos de instalação maiores, porém atinge profundidades maiores, chegando a até 80 metros.
- Estrutura flutuante: Esse sistema consiste em uma plataforma flutuante conectada ao fundo do mar por um sistema de ancoragem (letra “g” da figura anterior). Os principais tipos de plataforma flutuantes são baseados na indústria de óleo e gás. A primeira plataforma flutuante foi comissionada em 2016 no Reino Unido. A vantagem dessa fundação é conseguir alcançar maiores profundidades, da ordem de 100 metros.
- Fundação *Suction Bucket*: Usada em plataformas *offshore* de óleo e gás, é considerada uma alternativa barata, pois permite uma instalação e descomissionamento mais rápido e fácil, e permite cobrir profundidades de até 60 metros. Consiste em um instrumento que se liga ao fundo do mar (figura “d”) e cria um mecanismo de ancoragem via sucção, criando um ambiente de pressão negativa em sua parte interna.

2.5 Energia Eólica no Brasil

O Brasil já se destaca no cenário internacional, quando se trata de energia eólica, com capacidade em operação superior a 15 GW, além de mais de 5 GW de projetos em construção ou com construção não iniciados no início de 2019 (ANEEL, 2019). Esses números ainda devem aumentar: de acordo com o PDE 2027 a capacidade eólica brasileira deve chegar a cerca de 27 GW em uma década (EPE, 2018b).

O crescimento acelerado dos parques eólicos acompanhou a tendência mundial de expansão do aproveitamento da energia dos ventos, motivada por alguns fatores principais (MME, 2017):

- Aumentos sucessivos nos portes das instalações e desenvolvimento tecnológico;
- Escalada crescente nos preços do petróleo no início do século 21, ultrapassando a marca de 100 dólares por barril;
- Maior aderência em relação às questões do aquecimento global por parte dos países.

O preço dos leilões da energia eólica *onshore*, que caíam rapidamente desde o fim da década passada, pareciam estagnar até 2015, sofrendo inclusive pequenas elevações e sempre próximo do preço teto (MME, 2015). Um fator que explicava isso foi a rápida ocupação das áreas com ventos mais favoráveis com tecnologias que não eram as mais modernas na época, além da situação econômica geral desfavorável do Brasil (BNEF, 2016). Nos últimos leilões, em 2017 e 2018, porém houve novas quedas, devido a um aumento na disputa do processo licitatório (EPE, 2018a)

Enquanto isso, o Brasil tem outra alternativa para expandir a energia proveniente de ventos do país. No ambiente *offshore*, estima-se uma capacidade

potencial consideravelmente superior ao ambiente em terra: enquanto estimou-se uma capacidade instalada em terra de até 350 GW (MME, 2017), esse valor se aproxima de 600 GW no mar, considerando as tecnologias atuais (ORTIZ et KAMPEL, 2011). Além disso, o custo nivelado desse tipo de energia, embora ainda bem superior ao de energias convencionais, vem decrescendo rapidamente: o valor estimado de 118 USD/MWh em 2018 (BNEF, 2018) é quase metade do valor de 240 estimado em 2001 (IRENA, 2016). Seguindo essa tendência de queda, esse tipo de tecnologia pode surgir como uma alternativa atraente para novos investimentos no país.

2.6 Potencial eólico *offshore* brasileiro

Diversos estudos já foram realizados estimando o potencial eólico *offshore* brasileiro. Entre eles se destacam o estudo de Ortiz e Kampel (2011), que estimou a capacidade potencial eólica *offshore* para toda a costa nacional, o estudo de Pimenta (2008) para a região sul, o estudo de Oliveira (2013) para um parque eólico em Pernambuco e o estudo de Nunes (2012) para turbinas localizadas na costa do Ceará e Rio Grande do Norte.

No estudo de Ortiz e Kampel (2011), foi calculado um potencial de 514 GW de 0 a 100 quilômetros da costa brasileira e 399 GW considerando uma batimetria de 0 a 50 metros de profundidade, distâncias próximas daquelas já alcançadas nos dias atuais. Para efeito de comparação, em junho de 2017, o Brasil teve uma capacidade instalada de geração elétrica de 152,98 GW (MME, 2017b), valor abaixo de 50% desse potencial estimado.

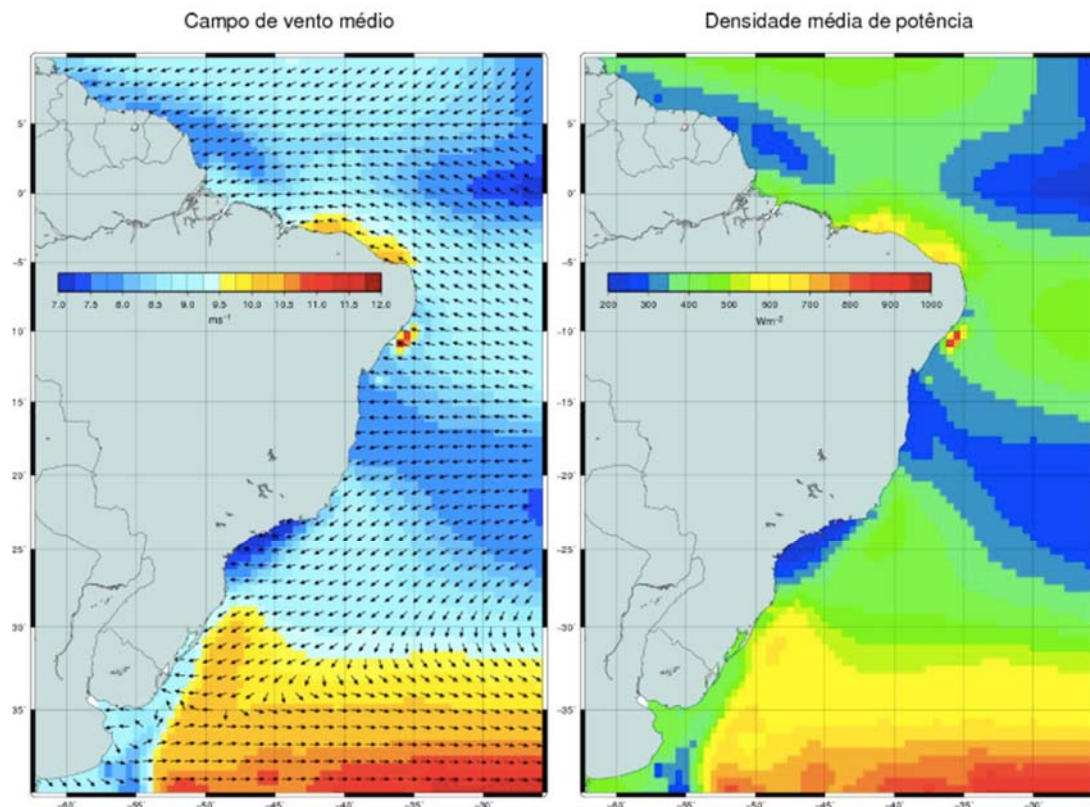


Figura 5: Campo de vento e densidade média de potência no litoral brasileiro

Fonte: ORTIZ et KAMPEL (2011)

Para realizar esse cálculo, foi usada a base de dados do satélite QuikSCAT e para calcular o potencial energético na área analisada foi simulado o uso de uma turbina *AREVA Wind M5000*, com potência nominal de 5 MW e espaçamento de 600 metros no eixo meridional e 1200 no eixo zonal. Dessa forma, dados a turbina e arranjo, aliados com as velocidades de vento mencionadas, estimou-se a densidade energética que foi utilizada para o cálculo do potencial energético total da costa brasileira. Cabe destacar que há regiões com grande potencial – nas cores amarelo e vermelho – na região nordeste, sul e em uma pequena região próxima de Alagoas. Os resultados obtidos são mostrados a seguir de acordo com diferentes níveis de batimetria e distância da costa.

Tabela 1: Potencial eólico offshore estimado em relação a distância da costa e batimetria

Distância da costa	
0 a 10 km	57 GW
0 a 50 km	259 GW
0 a 100 km	514 GW
0 a 200 M (ZEE)	1.780 GW
Intervalo batimétrico	
0 a 20 m	176 GW
0 a 50 m	399 GW
0 a 100 m	606 GW

Fonte: ORTIZ et KAMPEL (2011)

Vale lembrar que a tecnologia utilizada hoje em parques eólicos *offshore* é superior àquela utilizada para Ortiz e Kampel (2011), o que deve indicar um potencial atual maior para as distâncias analisadas. Enquanto as turbinas consideradas tinham capacidade de 5MW, em 2018 já foram instaladas turbinas com capacidade nominal superior a 8 MW (WANG et al, 2018) e pesquisas na Europa já são feitas para a instalação de capacidades de cerca de 20 MW, o que sugere a utilização de novos materiais e torres possivelmente superiores a 200 metros de altura (MME, 2017).

Pimenta (2008) estimou o potencial eólico *offshore* da costa brasileira desde a fronteira com o Uruguai até Florianópolis. Foram utilizadas as turbinas GE 3.6s de capacidade de 3,6 MW e a RE 5M, com capacidade de 5 MW. Em seguida, calcularam-se a área e energia gerada por um parque, a partir dos dados do QuikSCAT, , o qual foi extrapolado para as áreas disponíveis a determinadas profundidades. Chegou-se finalmente a um potencial para a região Sul de 27 GW para

profundidades de até 20 metros e 102 GW para 50 metros, distância essa mais próxima à realidade dos parques eólicos mais atuais.

Outros dois estudos foram realizados e determinaram quanto uma determinada turbina era capaz de produzir em determinados locais na costa do nordeste brasileiro. Oliveira (2013) analisou o fator de capacidade e a produção total de diferentes turbinas na Ilha de Itamaracá em Pernambuco. Como resultado, a turbina de 3 MW com maior fator de capacidade, de 37,7%, seria capaz de gerar por ano cerca de quase 10 GWh, considerando ventos médios de 7,15 m/s. Apenas três turbinas seriam capazes de suprir a demanda energética da ilha em questão, de acordo com o estudo. Outra turbina de capacidade de 5 MW teria fator de capacidade de 30,1%, gerando mais de 13 GWh por ano.

No estudo de Nunes (2012), também foram obtidos valores de geração energética próximos aos 10 GWh anuais por turbina. Foram analisados dois locais: um na costa do Ceará e outro no mar do Rio Grande do Sul, conforme a figura a seguir.

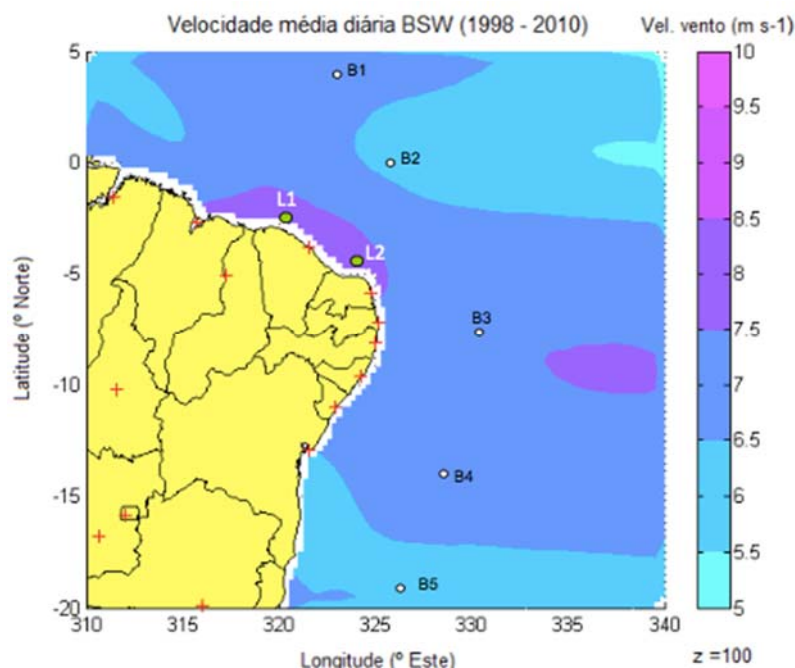


Figura 6: Regiões analisadas para cálculo de energia gerada por turbinas na costa nordeste

Fonte: NUNES (2012)

No local L1 analisado, foi estimada a geração de 11,0 GWh anuais enquanto em L2 esse valor chegou aos 11,6 GWh por ano. Para chegar a esses valores, foram considerados os ventos médios do BSW (*Blended Sea Winds*), que utiliza dados de diversos satélites para geração de dados, além da utilização de uma turbina RePower de capacidade de 6 MW.

De modo geral, observa-se que as regiões destacadas na análise feita em ambiente nacional e na análise de satélite em toda a costa coincidem com as regiões em que se realizam análises mais restritas. A exceção que se pode dar destaque é a região com ventos fortes próximos à costa de Alagoas, mas que não foi identificada em outros estudos e na análise de satélite. Seria interessante para futuros estudos ou instalação de equipamentos meteorológicos observar mais especificamente o comportamento dos ventos dessa região para verificar seu potencial energético.

Entretanto, devido ao fato de os estudos e satélite não terem apontado esse comportamento consistentemente e por se tratar de uma região pequena, quando comparada às demais, restringindo a área aproveitável, ela não será contemplada nesse trabalho.

Acrescentando informações à análise, há um mapeamento dos ventos ao longo da costa brasileira. Os dados de satélite analisados provêm dos registros do *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA, 2017) que é o órgão nacional dos Estados Unidos da América que trata de assuntos de meteorologia, oceanos, atmosfera e clima. A sua missão é compreender e estimar as mudanças no clima, tempo, oceanos, costas, compartilhar as informações, além de conservar e administrar os recursos e ecossistemas marinhos (NOAA, 2018). Aliás, o *System Advisor Model* (SAM), que é uma ferramenta aplicada posteriormente no presente trabalho, utiliza os dados dessa fonte para alimentar as estimativas de recursos para projetos eólicos *onshore* e *offshore*, em diversas áreas do país norte-americano.

Percebe-se que há duas regiões no Brasil que se destacam das demais, quando se trata da disponibilidade de recursos eólicos *offshore*. Uma delas se situa no nordeste e outra no sul. Há ainda uma terceira região próxima à região sudeste, com ventos fortes, porém, em comparação com as duas primeiras, situa-se distante da costa.

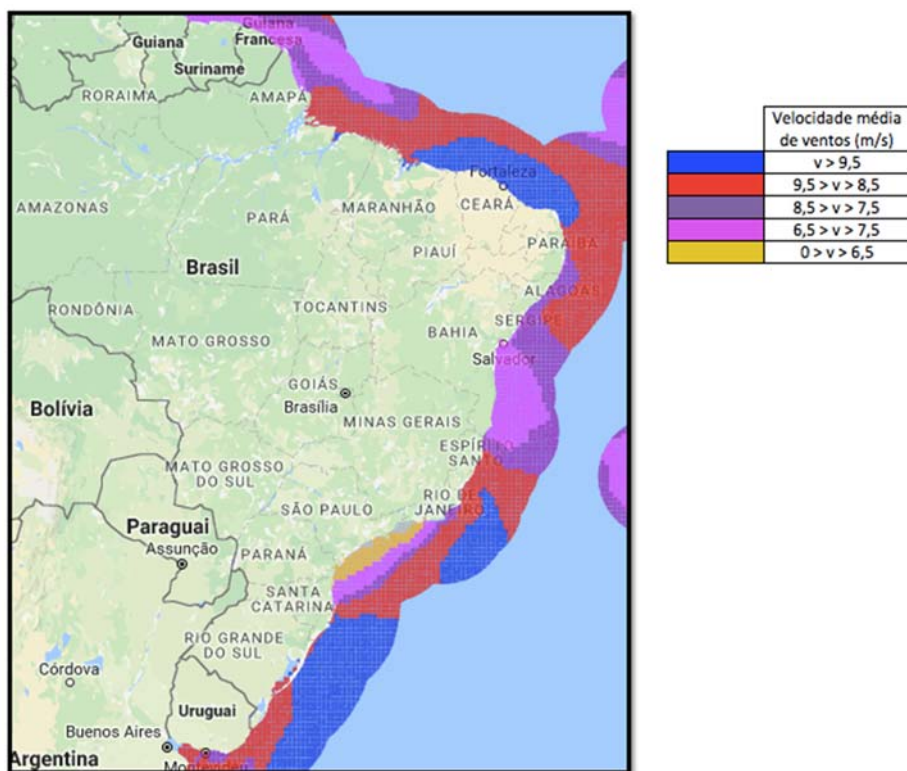


Figura 7: Identificação dos *hotspots* brasileiros de vento *offshore*

Fonte: Elaboração Própria adaptado de NOAA (2017)

2.7 Complementaridade de fontes de geração de energia elétrica

Outra análise importante a ser realizada para a determinação da viabilidade da inserção eólica *offshore* nas costas brasileiras é a da sua complementaridade com outras formas de geração de energia elétrica.

De 167,26 GW de capacidade instalados em dezembro de 2018 no Brasil, 101,89 GW correspondiam à geração hidráulica (UHE) no fim de 2018 – UHE (ANEEL, 2018). Dessa forma, devido à grande relevância dessa forma de geração, foi escolhido estudar a sazonalidade da mesma, para efeito de comparação com a sazonalidade dos ventos eólicos na costa. Assim, as informações obtidas podem facilitar a análise de como a eólica *offshore* pode ser complementada (e complementar a) com as UHE e com ela mesma, dadas as variações nas diferentes regiões do país.

2.7.1 Sazonalidade da energia eólica *offshore*

Para a realização do estudo de complementaridade, toma-se a eólica *offshore* como referência para comparação com outras formas de geração. Cabe, entretanto, primeiramente, analisar o comportamento sazonal no dessa fonte de acordo com as diferentes regiões brasileiras.

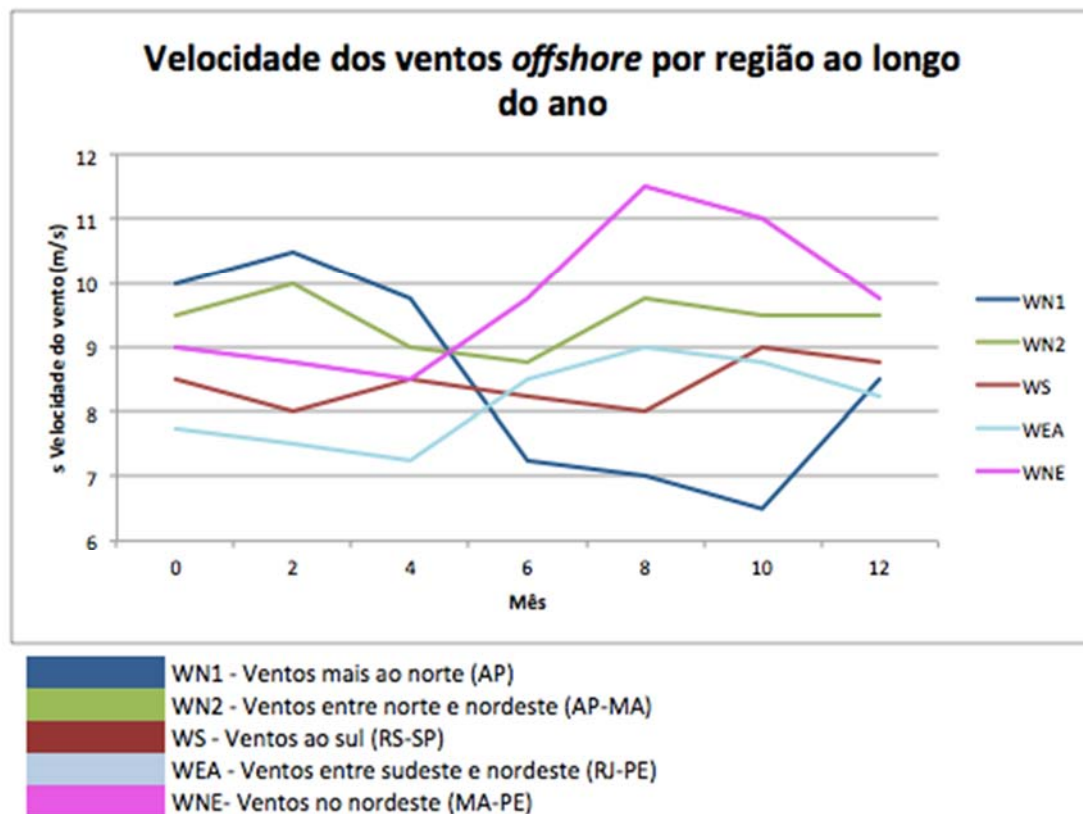


Figura 8: Sazonalidade de ventos nas costas brasileiras

Fonte: Elaboração Própria adaptado de SILVA et al (2016)

A figura acima exhibe a variação da intensidade dos ventos no litoral de diferentes regiões ao longo do ano. WN1 e WN2 representam comportamentos de ventos no litoral da região norte, sendo WN1 mais ao norte, no litoral do Amapá, e WN2 englobando além do Amapá, Pará e Maranhão. WNE representa o comportamento do vento ao longo do litoral do nordeste brasileiro, desde o Maranhão

até Pernambuco. WEA representa os ventos *offshore* na costa leste do país, de Pernambuco até o Rio de Janeiro e WS representa os ventos no sul do Brasil.

Percebe-se que, excluindo WN1 e WN2, as sazonalidades dos ventos são relativamente similares, com picos no segundo semestre, enquanto WN2 e WS apresentam um comportamento mais homogêneo ao longo dos semestres.

Em relação a intensidade e média de velocidade de ventos ao longo do ano, há destaque para três regiões: WNE, WN2 e WS. Já analisando as curvas de vento ao longo do ano, fora WS que apresenta um comportamento relativamente uniforme ao longo do ano, os picos ocorrem aproximadamente no meio do primeiro e segundo semestre conforme a tabela a seguir:

Tabela 2: Seleção de ventos em regiões da costa brasileira conforme ocorrência de picos

Sazonalidade de ventos em regiões do litoral brasileiro	
Pico no primeiro semestre	Pico no segundo semestre
WN1	WNE
WN2	WN2
	WEA

Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que WN2 apresenta picos semelhantes tanto no primeiro quanto no segundo semestre.

Dois pontos podem ser destacados nessa análise:

- WN1 – região no Norte do Brasil, próximo à fronteira com a Guiana Francesa – apresenta um pico no início do ano, enquanto ocorre o vale na curva de outras regiões. Isso representa uma potencial complementaridade entre as próprias fontes eólicas *offshore*, por exemplo, em um sistema conjunto com os ventos do nordeste ou do próprio norte do país (WN2).

- O comportamento relativamente constante de WS – região no Sul do país – e WN2 – região no nordeste, entre Rio Grande do Norte e Maranhão - podem apresentar uma vantagem do ponto de vista da segurança energética, já que não apresentam grandes vales em suas curvas ao longo do ano e, ainda, podem compensar vales de outras curvas que venham a complementar. Entretanto, esse segundo ponto não foi corroborado pela curva de carga gerada pela modelagem do parque eólico na região Sul como será visto adiante, nesta dissertação.

2.7.2 Complementaridade hidro-eólica *offshore*

As gerações hidráulicas de quatro regiões foram analisadas: as da região Sul, Sudeste, Norte e Nordeste. Em relação à intensidade de vazões, uma delas se destaca em relação às demais: a região sudeste.

Novamente, o comportamento sazonal das fontes hidráulicas varia de acordo com a localização geográfica analisada. Por esse motivo, para analisar a complementaridade entre fontes, foram analisadas as variações de cargas de acordo com as regiões brasileiras. Assim, pode-se chegar a complementaridades não só entre fontes, mas entre as respectivas regiões:

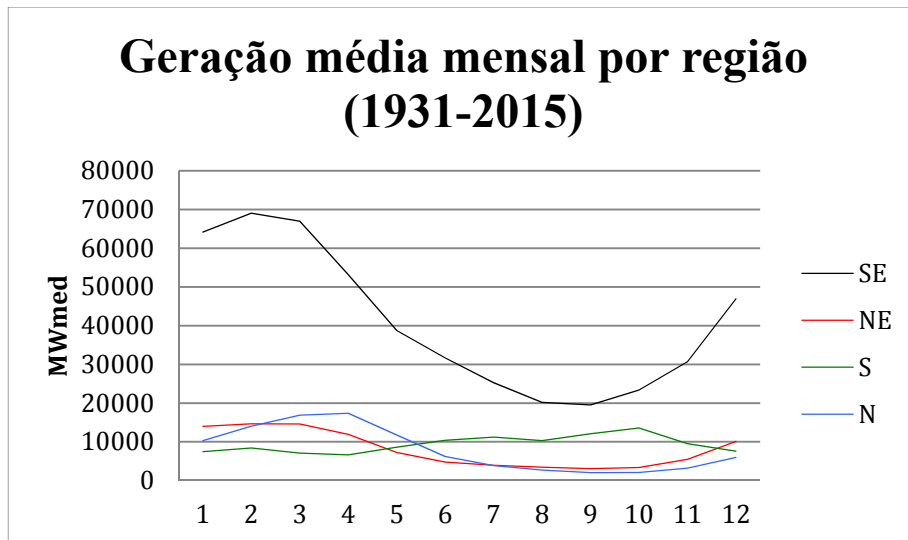


Figura 9: Geração média mensal por região (1931-2015)

Fonte: Elaboração Própria adaptado de ONS (2017a)

Na figura 8, a linha preta representa a geração média histórica para a região sudeste, a linha vermelha para o nordeste, a verde para a região sul e a azul para a região norte. Chama a atenção na figura que 3 das 4 curvas, inclusive a de maior intensidade, da região sudeste, apresentam sazonalidade com pico no primeiro semestre e vale no segundo semestre do ano. Esse fato indica um potencial significativo de complementação à fonte eólica *offshore*, em que a maior parte dos ventos tem comportamento contrário, particularmente os da região nordeste, que são mais intensos. Ou seja, os picos de ventos no segundo semestre podem servir para compensar os vales da geração hidrelétrica enquanto os picos de hidráulicos no primeiro semestre podem compensar os vales das curvas de ventos nas regiões analisadas anteriormente.

Analisando a complementação em cada região separadamente percebemos que:

- Norte: o comportamento de hidráulico e dos ventos nessa região apresenta de modo geral sazonalidade parecida, com picos no primeiro semestre, não indicando complementaridade evidente.
- Sul: O comportamento hidro-eólico nessa região é tal que ambas as curvas não apresentam grandes variações; e os picos e vales não são tão evidentes quando comparados aos das outras regiões. Isso indica uma possível complementação, visto que, atuando em conjunto, não haveria períodos do ano com grande discrepância de cargas.
- Sudeste: Do ponto de vista das sazonalidades, há uma boa complementaridade entre os ventos da costa e a geração aqui considerada. Em relação à escala de cada um, entretanto, enquanto as hidrelétricas do sudeste têm as maiores intensidades de geração em uma dada região, o potencial eólico *offshore* da região sudeste não tem tanto destaque quanto de outras regiões, como a do nordeste, quando consideradas as menções na literatura.
- Nordeste: Possivelmente, em um primeiro momento o aproveitamento da eólica *offshore* na região nordeste poderia atuar em conjunto com a hidrelétrica da mesma região, evitando custos de distribuição, já que essas curvas também apresentam comportamento complementar.

Em relação aos picos das curvas de carga, elas se apresentam conforme a tabela a seguir:

Tabela 3: Seleção de geração hidráulica em regiões brasileiras conforme ocorrência de picos

Sazonalidade hidráulica em regiões brasileiras	
Pico no primeiro semestre	Pico no segundo semestre
SE	S
NE	
N	

Fonte: Elaboração Própria

Dois pontos podem ser destacados a partir da análise das curvas de carga:

- A região com a maior geração (sudeste) possui caráter complementar com região com ventos mais intensos no litoral (nordeste).
- Analisando a complementação das fontes eólica *offshore* e hidráulica dentro cada região, com intuito de aproveitar a proximidade geográfica, as regiões Norte, Sudeste e Nordeste apresentam potencial complementar. Entretanto, a geração hidráulica ao Norte e ao Sul não tem destaque quanto à sua intensidade, assim como na região Sudeste o potencial de aproveitamento eólico *offshore* não é tão favorável quanto em outras regiões.

2.8 Cadeia de valor para setor eólico *offshore*

A cadeia de valor para o desenvolvimento da geração eólica é composta principalmente de quatro etapas, que têm certas peculiaridades, quando é considerado o ambiente *offshore* (POULSEN ET LEMA, 2017). São elas:

- Desenvolvimento: durante essa fase, são coletados dados e desenvolvidas pesquisas geofísicas, geotécnicas, dentro outras, tendo como objetivo a escolha da melhor localização técnica e econômica para o parque e do menor impacto para a vida animal. Nessa etapa há a atuação de autoridades do

governo e grandes empresas de energia, tais como a *DONG Energy* e a *Crown Estate*.

- Instalação e comissionamento: Esta etapa se divide em processos internos e externos ao parque. Os primeiros se referem à construção e montagem de componentes essenciais como a nacela, torre, fundação, cabos e subestruturas. Eles podem variar bastante conforme as peculiaridades das estruturas e arranjo do parque. São etapas que ainda não estão maduras, por serem relativamente novas e irão se desenvolver. Alguns exemplos de empresas que atuam nessa área são empresas manufatureiras de turbina, como a *Siemens Wind* e a *MHI Vestas* e empresas que manufaturam cabos de transmissão, como a *Nexans*. Em relação aos processos externos, estão as etapas de construção de subestações em terra, portos, sítios de armazenamento dentre outras estruturas em terra que podem porventura servir de suporte ao parque. Empresas de fundação de turbina, empresas de embarcações e logística podem atuar nessa etapa. Alguns exemplos são a dinamarquesa *A2SEA*, que trabalha com a instalação de parques eólicos *offshore* e a empresa de embarcações *Fred Olsen*.
- Operação e manutenção: Aqui estão incluídos os serviços preventivos das estruturas e módulos, conforme a expectativa do tempo de vida. O maior desafios dessa fase, porém, é o reparo e manutenção não planejados, tais como a quebra de uma turbina. Nesse caso o desafio logístico é muito maior, além de ser muito custoso. As próprias empresas de energia, fabricantes de equipamentos de geração eólica, além de empresas de embarcações atuam nessa etapa.

- Descomissionamento: Esta etapa corresponde à finalização do empreendimento e ainda não há muitas experiências, devido ao fato do aproveitamento da energia dos ventos em ambiente *offshore* ser recente e a vida útil das instalações, relativamente longa. Aqui também atuam autoridades governamentais, empresas de energia e empresas logísticas, como as citadas anteriormente.

Para o desenvolvimento de diversas dessas etapas, a sinergia com outras indústrias pode auxiliar o desenvolvimento do setor. Um setor que tem diversos pontos em comum com a eólica *offshore* é o óleo e gás *offshore*, principalmente nas fases de instalação (IRENA, 2018d): o sistema de fundações e subestruturas tem muita sinergia – fato que possibilita o desenvolvimento de conteúdo nacional na área – levando inclusive empresas de óleo e gás a se diversificar no setor eólico, tais como a *Bladt*, *EEW* e *Smulders*; as empresas de cabo de transmissão precisam realizar ajustes, mas, dados os conhecimentos técnicos, os investimentos não seriam substanciais, o mesmo vale para a instalação dos cabos, com empresas atuando nos dois setores, como a *Nexans* e a *Prysmian*. Outra área que age em comum é a indústria do aço, que fabrica componentes em comum para esses setores e precisam de certificados e normas em comum.

2.9 Revisão de políticas de incentivo energéticas e estudos de casos

De acordo com IRENA (2018b), diversas políticas energéticas podem ser adotadas, podendo elas ser regulatórias ou não, conforme a figura 9. De modo geral, conforme a classificação do IRENA (2018b), as políticas não regulatórias se referem a incentivos fiscais e financiamento para desenvolver determinada atividade. Programas voluntários também são uma opção, por exemplo, programas de

conscientização do consumidor final sobre o benefício de determinada forma de geração e incentivando o uso de fontes renováveis.

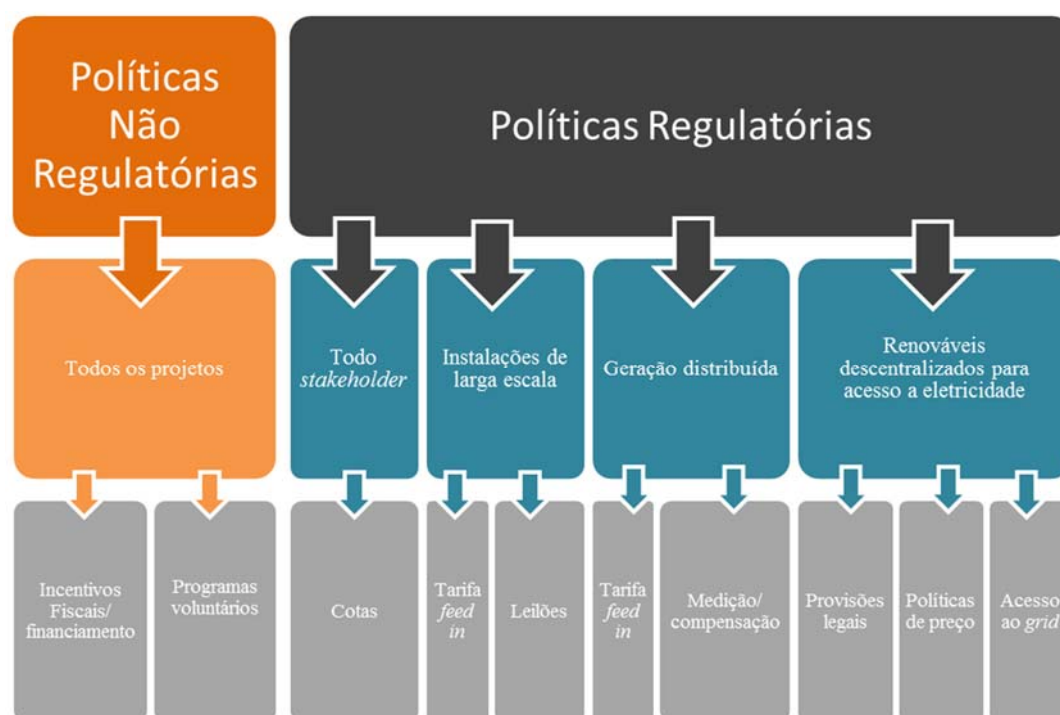


Figura 10: Políticas de incentivo de energia

Fonte: Elaboração Própria adaptado de IRENA (2018b)

Já em relação às políticas regulatórias, existe uma gama maior disponível. Ela pode variar de acordo com o gerador de energia. Opções comuns para instalações de grande escala são a tarifa *feed in*, na qual são definidos contratos de longo prazo e o preço da energia é prefixado visando incentivar o gerador (COUTURE ET AL, 2010), e os leilões específicos para determinada forma de geração de energia, que criam um ambiente de desenvolvimento da tecnologia sem a competição direta, num momento inicial, de indústrias mais maduras. Essa última modalidade gerou resultados positivos no crescimento na energia eólica *onshore* brasileira (TOLMASQUIM, 2016).

Uma regulação que é possível também, independentemente do tamanho do empreendimento, é o sistema de cota, no qual é definido pelas autoridades um

percentual mínimo de energias de determinado tipo. Para atingir essas metas, certificados podem ser trocados entre os responsáveis.

Para sistemas de geração distribuída, existem também mecanismos de medição e compensação que podem ser implementados, por exemplo, favorecendo um pequeno gerador quando ele produz energia e joga o seu excedente na rede. Sistemas descentralizados também podem ser beneficiados por tipos de regulação, garantindo o acesso ao *grid*, através de políticas de garantia de preço e provisões legais, por exemplo, diminuindo a burocracia e diminuindo os custos administrativos para pequenos geradores.

Para o caso da geração eólica *offshore*, por se tratar de empreendimentos de grande escala, as opções de regulação mais aplicáveis são as cotas, as tarifas *feed in* e o sistema de leilão. As tarifas *feed in* são a modalidade mais usada, entretanto os leilões têm sido cada vez mais adotados, particularmente pelos países membros do G7, tais como Reino Unido, Alemanha, França, Canadá, China e Itália (IRENA, 2018c). O potencial de descoberta dos preços através dos leilões e a flexibilidade de adaptação à realidade e ao contexto do país específico têm sido grandes motivadores na escolha desse instrumento por novos países (IRENA, 2018b). O sistema de leilão tem diminuído consideravelmente o preço desse tipo de energia, caindo 22% em 2016, particularmente, em projetos na Dinamarca e Holanda. (IRENA, 2018d).

Não obstante as políticas de incentivo e a possibilidade de desenvolvimento de uma indústria nacional, o potencial de inserção da energia eólica *offshore* depende de diversos fatores. Antes de tudo, importa que sejam identificadas as regiões com melhores ventos, se estimem o potencial energético ao longo da costa brasileira, e o custo do empreendimento, dentre outros fatores. Para cumprir estes objetivos, a seguir será desenvolvida a metodologia desta dissertação.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 Macrofluxograma e os elos principais

O procedimento metodológico desta dissertação envolve diversas etapas que são desenvolvidas para, no fim, prover a estimativa do potencial de aproveitamento da tecnologia eólica no litoral brasileiro.

A primeira análise é em relação à viabilidade econômica e o potencial energético. Para tanto, serão analisadas a condição do recurso natural do país e a opção tecnológica do setor pelo mundo. Em relação aos recursos, serão coletados dados em relação à temperatura, pressão, direção de vento e intensidade de vento, em pontos específicos de regiões que serão escolhidas e denominadas aqui como *hotspots*, ou seja, regiões com maior potencial de geração de energia. Com esses dados, será gerado um arquivo de dados, utilizando a ferramenta de programação *Python*, que alimentará a modelagem de parques eólicos no *System Advisor Model* (SAM).

O resultado dessa modelagem indicará um potencial energético por área – a partir da energia gerada anualmente na área dos parques eólicos modelados – que poderá ser extrapolado como potencial energético por área para as regiões aproveitáveis – com profundidade e distância adequadas – ao longo da costa brasileira, dando foco ao potencial dos *hotspots*. Com esse cálculo e estimando as regiões aproveitáveis, será calculado o potencial energético dessa tecnologia para o ambiente brasileiro. Outro resultado do SAM é a estimativa de custo nivelado energético, que será importante para avaliar a viabilidade econômica do projeto.



Figura 11: Fluxograma de metodologia

3.2 Recursos eólicos disponíveis e mensuração do potencial nacional

3.2.1 Definição de *hotspots* para energia eólica *offshore* no Brasil

Aqui serão definidos os *hotspots*, que são as regiões da costa brasileira com maior potencial energético para a geração de energia eólica *offshore*. Para realizar essa identificação, analisaram-se tanto os dados de vento de satélites, provindos do NOAA, conforme ilustrado na figura 7 da dissertação, além das citações em literatura das regiões com maiores potenciais energéticos estimados.

3.3 Modelagem do caso Brasileiro via SAM – *System Advisor Model*

O *System Advisor Model* (SAM) é um *software* de modelagem para energias renováveis desenvolvido pela *Nation Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos Estados Unidos. Dentre as suas capacidades, destacam-se aquela de estimar a produção energética de diversas fontes a partir de dados de recursos naturais e tecnológicos disponíveis e calcular o custo nivelado energético em questão. São muitas opções de energia possíveis a serem escolhidas. O programa trabalha com energia solar fotovoltaica, CSP (*concentrated solar power*), biomassa, energia eólica, *onshore* e *offshore*, geotérmica, entre outras.

Para rodar o sistema, é necessário utilizar um arquivo de dados que representa os recursos naturais da região. Dessa forma, podem ser escolhidas três fontes principais: selecionando arquivos de dados disponíveis em lista no próprio programa, importando um arquivo externo no padrão exigido ou criar o arquivo no formato desejado de acordo com os dados disponíveis. Como, para a energia eólica, só estão

disponíveis os recursos naturais para localizações no continente norte-americano, para rodar o programa, foi necessário criar um arquivo de dados seguindo as especificações do *software*.

Para o presente trabalho foi escolhida a opção de “LCOE calculator” do programa. Dessa forma, o objetivo da sua utilização é chegar a um valor de custo nivelado energético para determinadas regiões dentro dos *hotspots* inicialmente definidos, na região nordeste e sul do litoral brasileiro. Além disso, o programa também tem como saída a curva de carga durante o ano, que é gerada a partir do parque eólico simulado, utilizando a área disponível, a energia total gerada e o fator de capacidade realizado, ou seja, a relação entre a geração média e a potência instalada. Assim, além do valor de custo por energia, também se chega a um valor de potencial energético por área, dada a utilização de determinadas tecnologias.

3.3.1 Entrada de dados

A seção de calculadora de custo nivelado energético é dividida em quatro componentes, mais bem detalhados abaixo:

- Recurso Eólico
- Turbina Eólica
- Parque Eólico
- Parâmetros Financeiros

Recursos Eólicos

Em relação aos recursos eólicos, para trabalhos interessados em modelar regiões no continente norte-americano, há uma lista já com os dados atualizados. Há também a opção de importar os dados externamente do site do NREL, de acordo com a figura a seguir.

Wind Resource File

Choose a representative typical wind resource file
Click a name in the list to choose a file from the library. Type a few letters of the name in the search box to filter the list.

Search for: Description

Description	State
Northwestern AR - flat lands (NREL AWS Truepower r ...	AR
Eastern AZ - rolling hills (NREL AWS Truepower repre ...	AZ
Northern CA - offshore (NREL AWS Truepower repres ...	CA
Southern CA - rolling hills (NREL AWS Truepower rep ...	CA
Southern CA - mountainous (NREL AWS Truepower r ...	CA
Southwestern CA - mountainous (NREL AWS Truepo ...	CA
Northeastern CO - flat lands (NREL AWS Truepower r ...	CO
Southeastern CO - flat lands (NREL AWS Truepower ...	CO
Southern FL - flat lands (NREL AWS Truepower repre ...	FL
Eastern GA - offshore (NREL AWS Truepower represe ...	GA
Southern ID - mountainous (NREL AWS Truepower re ...	ID
Northwestern IN - flat lands (NREL AWS Truepower r ...	IN

Description:

City: Latitude:

State: Longitude:

Country: Elevation above sea level:

Wind resource file name from library:

Download a wind resource file from the online NREL WIND Toolkit (continental U.S. locations only)

Click Download and enter location information for your project site. SAM downloads wind resource data as an .srw file from the NREL WIND Toolkit and stores it in the Downloaded Weather Files folder on your computer shown under "Use a weather file stored on your computer" below.

Figura 12: Entrada de dados no SAM para regiões dos Estados Unidos

Fonte: SAM, 2018

Como exposto, é possível selecionar a região, na parte superior do programa, correspondendo aos recursos de vento, temperatura e pressão em determinada latitude e longitude, ou escolher carregar um arquivo externo, baixado em determinado sítio.

Entretanto, não estão disponíveis os dados de vento para o litoral brasileiro próximo à costa. Dessa forma, fez-se necessário buscar esses dados de outras fontes. As especificações para inserir um arquivo externo são os seguintes (NREL, 2016): as linhas 1 a 5 se referem à identificação e descrição do local estudado e dos dados, tais como o país, estado, cidade, latitude e longitude, citação de parâmetros e unidades de medida a serem utilizadas. Da linha 6 à 8765, existem 8760 linhas, cada uma correspondendo a uma hora de um ano. Em cada uma dessas linhas, é necessário inserir 4 dados: a temperatura, pressão, direção do vento e intensidade de vento relativos a cada hora analisada.

Primeiramente, houve a necessidade de encontrar dados dessas quatro medidas em localizações dentro dos *hotspots* escolhidos anteriormente. Isso foi possível com dados obtidos de estações meteorológicas de Calcanhar, na cidade de Touros, no Rio Grande do Norte localizado na costa no Nordeste, e em Santa Maria, em Laguna no estado de Santa Catarina, na costa do Sul, conforme destacado pelos círculos em vermelho na figura a seguir. Essas estações têm os dados expostos no *website* da Marinha do Brasil (MB, 2017) de temperatura, pressão, direção de vento e intensidade de vento em períodos que variam entre 4 e 12 horas por medição.

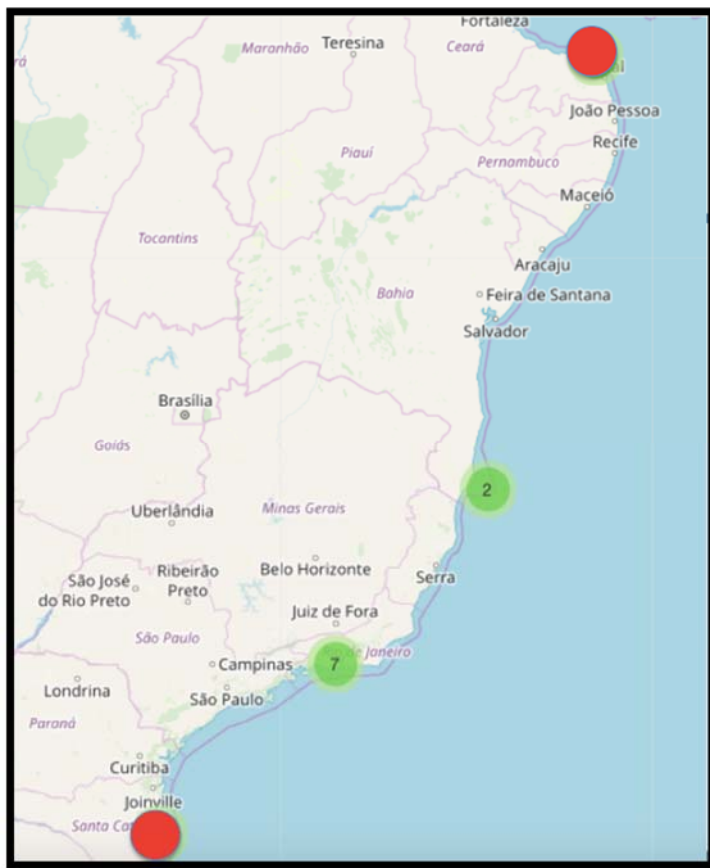


Figura 13: Localização de estações meteorológicas de Calcanhar e Santa Maria

Fonte: MB, 2019

Devido à dificuldade de obter a disponibilidade de dados horária por um período extenso dessa natureza, identificou-se a necessidade de criar uma

programação para auxiliar em tratar e gerar dados, além do arquivo no formato requerido pelo SAM.

Tratamento e geração de dados em Python

Foram desenvolvidos aplicativos na linguagem de programação *Python*. Corresponde a uma linguagem que é usada pra o desenvolvimento de diversos aplicativos, com auxílio da comunidade virtual, entre os quais se destacam (*Python Software Foundation, 2018*):

- Desenvolvimento web: utilizando *frameworks* e *mini-frameworks*, além de avançados sistemas de gerenciamento;
- Trabalhos científicos e numéricos;
- Educação;
- Desenvolvimento de *softwares*
- Aplicações de negócio, auxiliando na construção de módulos ERP dentro de empresas.

No caso específico da geração do arquivo de entrada de dados para o SAM, um programa foi criado para realizar as seguintes tarefas:

- Ler os dados de planilhas que foram criadas a partir dos dados das estações meteorológicas. Cada planilha contém colunas correspondentes às medições de temperatura, pressão, direção de vento e intensidade de vento, conforme o exemplo ilustrado a seguir. Para realizar isso, abre-se a planilha e são criadas variáveis para cada um dos parâmetros.

Tabela 4: Recorte de planilha de dados relativos à Estação Meteorológica de Calcanhar

Estação Costeira Convencional - 82595 - Calcanhar

Data e hora	Direção do vento (graus)	Velocidade do vento (m/s)	Temperatura do ar (celsius)	Pressão (hPa)
01/01/16 00:00	110	11,308	27	1013,4
01/01/16 06:00	150	5,14	26	1011,7
01/01/16 12:00	100	9,252	29	1014
01/01/16 18:00	100	8,224	29	1011,2
02/01/16 00:00	90	9,252	27	1013,7
02/01/16 12:00	60	10,28	26	1015,1
02/01/16 18:00	70	7,196	29	1011,7
03/01/16 00:00	60	7,196	27	1013,7
03/01/16 06:00	70	9,252	27	1013,2
03/01/16 12:00	70	5,14	29	1014,0

Fonte: Elaboração Própria

- Realizar o tratamento dos dados, por exemplo, corrigindo falhas de preenchimento, que foram recorrentes no processo, escrevendo os dados sem padronização, ou transformando as datas em números para poder trabalhar e tratar os dados correspondentes.
- Fazer o tratamento de *outlier* para eliminar dados que estejam fora da realidade e que possivelmente são frutos de falhas de medição ou preenchimento.
- Com os dados padronizados as variáveis popular com os valores e os pontos plotados graficamente (etapa I da figura 14).
- De acordo com os pontos criados, criar funções de interpolação contínuas, em que o primeiro valor corresponde à primeira hora do ano e o último valor à última hora do ano (etapa II da figura X14). Essas funções são divididas em 8760 pontos, cada um correspondendo a uma hora do ano com valores

correspondentes de pressão, temperatura, direção e intensidade de vento (etapa III da figura 14).

- Criar um gráfico com a função interpolação e os pontos, para verificar o comportamento das curvas e identificar possíveis falhas.
- Com todos os passos anteriores corretamente executados, o aplicativo gera um arquivo em formato .srw com os dados no formato requisitado pelo programa SAM.

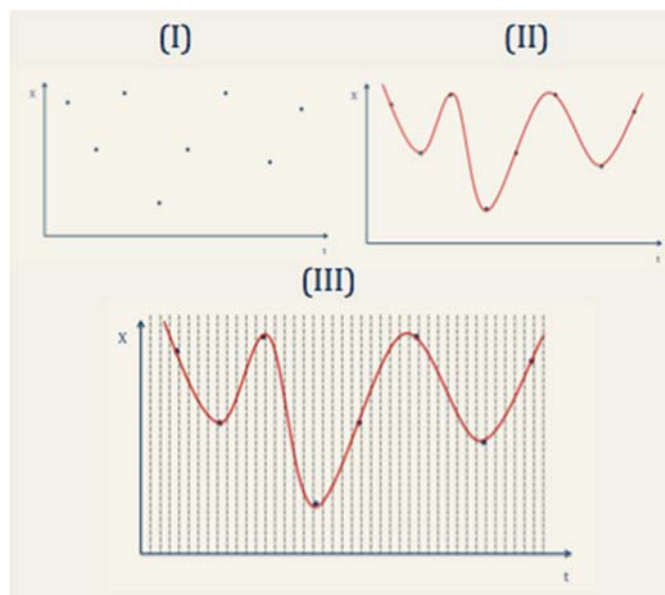


Figura 14: Ilustração da interpolação de funções em *python*

Fonte: Elaboração Própria

Programação - *Python*

A programação em *python* foi feita de acordo com as etapas descritas anteriormente. O código para o tratamento e geração de dados relativos às duas regiões é análoga: ambos possuem 83 linhas e com módulos similares. Para efeito de explicação, apenas o código relativo a uma das estações será detalhado. Os dois códigos, entretanto, podem ser visualizados completos nos anexos A e B.

O símbolo cerquilha (“jogo da velha”) ao longo dos aplicativos simboliza que tais dados não estão sendo utilizados no código, pois se tratam de comentários e geralmente têm função de descrição do programa. A primeira etapa do código tem a intenção de importar módulos compatíveis com o *python* e auxiliam nas diversas funções exercidas dentro do programa:

- O módulo *math* auxilia em etapas de cálculos para o tratamento dos dados, por exemplo, ao se converter unidades de medidas, identificar dados que originalmente não tenham sido preenchidos no formato de número ou até mesmo realizar testes lógicos para verificar eventuais erros nos dados.
- O módulo *numpy* é usado para cálculos numéricos. No caso do programa em questão, ele auxilia a criar listas numéricas, por exemplo, para popular as variáveis.
- O *scipy* é um módulo científico, que é usado no programa para criar funções contínuas interpolando os valores medidos para posteriormente gerar as 8760 linhas requisitadas pelo SAM.
- O *pandas* é um módulo de análise de dados e no programa em questão é utilizado para ler os dados da planilha na qual constam os dados relativo à pressão, temperatura, direção e intensidade de vento das regiões analisadas durante o ano.

```
1#!/usr/bin/env python
2import math
3import numpy as np # modulo para calculos numericos
4import matplotlib.pyplot as plt # modulo grafico
5import scipy as sp # modulo científico
6import pandas as pd # modulo de analise de dados
```

Figura 15: Código *python* parte 1

Fonte: Elaboração Própria

Em seguida, da linha 10 a 14, o módulo *pandas* é utilizado para localizar e abrir o arquivo e ler as colunas relevantes para o estudo; as linhas e colunas não utilizadas são ignoradas.

```
7
8 # Definindo o arquivo de dados de Marinha
9
10 XFile=pd.ExcelFile('/Users/eduardoferreira/Desktop/MSc/Python/DadosMarinha.xlsx')
11
12 # Leitura das linhas e colunas relevantes na planilha Calcanhar
13 tab1=pd.read_excel(XFile,sheetname='Calcanhar', \
14                    skiprows=[0,1,2],parse_cols='B:C,E:G')
15
16 # Extraindo os componentes em vetores:
17 aux1=tab1[[ tab1.axes[1][1],tab1.axes[1][2],tab1.axes[1][3], \
18            tab1.axes[1][4] ]].as_matrix()
19
20 # Criando vetores contendo zeros para minhas variaveis
21 vdir=np.zeros(aux1.shape[0])
22 vvel=np.zeros(aux1.shape[0])
23 temp=np.zeros(aux1.shape[0])
24 pres=np.zeros(aux1.shape[0])
```

Figura 16: Código *python* parte 2

Fonte: Elaboração Própria

Da linha 16 a 24, basicamente foram extraídos os valores lidos e usados para montar uma matriz com número de colunas correspondente à quantidade de medidas (temperatura, pressão, direção de vento e intensidade de vento) e número de linhas equivalente ao número de dados extraídos da estação de Calcanhar. Também foram criadas as variáveis “vdir” para a direção do vento, “vvel” para a velocidade do vento, “temp” para os valores de temperatura e “pres” para os de pressão. Elas então foram populadas com zeros, antes de serem preenchidas com os dados da planilha.

```

25 # Extraíndo o tempo (datetime64):
26 aux2=tab1[[ tab1.axes[1][0] ]].as_matrix()
27 # Criando vetores contendo zeros para datas variaveis
28 #date=np.array(aux2[0:aux2.shape[0],0], dtype='datetime64')
29 dift=np.zeros(aux1.shape[0])
30 # Loop para popular os vetores com os valores corretos
31 t0=float(aux2[0,0])
32 ind=0
33 # Loop para popular os vetores com os valores corretos
34 for iloop in np.arange(aux1.shape[0]):
35     itest=1
36     vaux=float(aux1[iloop,1])
37     if vaux <=0:
38         itest=0
39     tau=float(aux1[iloop,2])
40     if math.isnan(taux):
41         itest=0
42     straux=str(aux1[iloop,3])
43     straux=straux.replace(' ','')
44     straux=straux.replace(',','.')
45     praux=float(straux)
46     if math.isnan(praux):
47         itest=0
48     if praux <300:
49         itest=0
50
51     if itest==0:
52         continue
53     else:
54         print(vaux)
55         vdir[ind]=float(aux1[iloop,0])
56         vvel[ind]=vaux
57         temp[ind]=taux
58         pres[ind]=praux
59         dift[ind]=(float(aux2[iloop,0])-t0)/(3600*10**9)
60         ind=ind+1

```

Figura 17: Código *python* parte 3

Fonte: Elaboração Própria

A terceira parte do código, da linha 26 a 60, serve basicamente para popular as variáveis com os valores corretos e realizar tratamento de dados para eventuais erros ocorridos na medição ou preenchimento da planilha original dos dados. O tempo recebe um tratamento especial, para ser convertido em número e tratado posteriormente, pois seu formato na tabela original está num formato não numérico, conforme mostrado na figura 14.

O tratamento de dados serve para descartar ou ajustar valores que foram mal preenchidos ou mesmo que não foram preenchidos. Entre esses erros, que foram em sua maior parte identificados a partir da tabela criada com os valores diretos das medições das estações meteorológicas, encontram-se os seguintes:

- valores negativos ou nulos de velocidade, para isso é usada a variável auxiliar “vaux” a partir da linha 36;

- valores não numéricos, particularmente para temperatura, em que é usada a variável auxiliar “taux” para realizar o teste;
- números com espaços “ ” no meio, antes ou depois
- numeração sem padrão, ora com vírgula ora com pontos para indicar valores decimais
- Valores correspondentes às datas fora de ordem cronológica

É, pois, feito um “loop” acessando cada valor de cada variável e é criada uma variável “itest” com valor 1, que é transformado em zero em casos de erros, sendo assim o valor ignorado ou ajustado, e, permanecendo 1, os vetores da velocidade, direção de vento, temperatura e pressão são devidamente preenchidos.

```

62 # Plot e interpolacao
63 nhoras=math.ceil(dift[ind-1]-dift[0])
64 t2=np.linspace(dift[0],dift[ind-1],nhoras+1)
65 f2=sp.interpolate.interpld(dift[0:ind-1],vvel[0:ind-1],kind='linear')
66 plt.plot(dift[0:ind-1], vvel[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f2(t2[0:-7]), 'r-')
67 f3=sp.interpolate.interpld(dift[0:ind-1],temp[0:ind-1],kind='cubic')
68 plt.plot(dift[0:ind-1], temp[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f3(t2[0:-7]), 'k-')
69 f4=sp.interpolate.interpld(dift[0:ind-1],pres[0:ind-1],kind='cubic')
70 plt.plot(dift[0:ind-1], pres[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f4(t2[0:-7]), 'g-')
71 f5=sp.interpolate.interpld(dift[0:ind-1],vdir[0:ind-1],kind='linear')
72 plt.plot(dift[0:ind-1], vdir[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f5(t2[0:-7]), 'm-')
73
74 # Gerando arquivo SRW
75 fileout=open('inp_NE.srw','w')
76 fileout.write('0000,Nordeste,Rio Grande do Norte,Brazil,2016,lat,lon,0000,1,0000\n')
77 fileout.write('Dados do Nordeste\n')
78 fileout.write('temperature,pressure,direction,speed\n')
79 fileout.write('C,atm,degrees,m/s\n')
80 fileout.write('80,80,80,80\n')
81 for iloop in np.arange(8760):
82     fileout.write('%f,%f,%f,%f\n' % (f3(iloop),f4(iloop)/1013.25,f5(iloop),f2(iloop)) )
83 fileout.close()

```

Figura 18: Código *python* parte 4

Fonte: Elaboração Própria

Finalmente, as duas últimas etapas do código servem para interpolar e plotar gráficos para as funções criadas – de modo que se possa observar eventuais falhas – e para analisar o comportamento das variáveis e para gerar o arquivo no formato exigido para ser inserido no SAM, descrito anteriormente.

Para validar o resultado das modelagens realizadas nas estações meteorológicas da marinha, serão utilizados dados com base horária de velocidade e

direção de vento, temperatura e pressão nas regiões disponibilizados pelo MERRA-2 (*Modern Era-Retrospective Analysis for Research and Analysis 2*), que é um sistema de reanálise da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) utilizando satélites e sistemas modernos de dados (NASA, 2019). Os dados disponíveis de hora em hora sem aparente erro de preenchimento facilitam o tratamento de dados. Um novo aplicativo é aqui desenvolvido para ler os novos arquivos disponibilizados e aproveita a programação anteriormente realizada para gerar os arquivos no formato de inserção no SAM. A programação é similar àquela realizada para as estações meteorológicas, apenas alterando a leitura dos arquivos, que possuem formato de texto, diferente daqueles utilizados anteriormente. O aplicativo encontra em anexo na dissertação para mais detalhes. Os dados de vento foram medidos para alturas de 30 metros e foram extrapolados de forma similar ao realizado nas modelagens anteriores.

Para cada estação, será realizada uma modelagem em três pontos próximos: um *onshore*, um próximo à costa e um *offshore* distante da costa. Dessa forma, além de comparar as novas estimativas de geração e custo via dados de satélite com os das estações da marinha, poderá ser analisada a influência da localização em terra ou no mar na qualidade dos ventos.

Antes da geração de dados do arquivo final, é feita uma conversão dos valores da velocidade de vento, devido à diferença de altura entre a medição dos dados e a altura do rotor da turbina eólica depois de construída. Os dados de velocidade de vento foram medidos a uma altura de 10 metros, provenientes das torres de medição de estações costeiras meteorológicas, como a mostrada na figura a seguir.

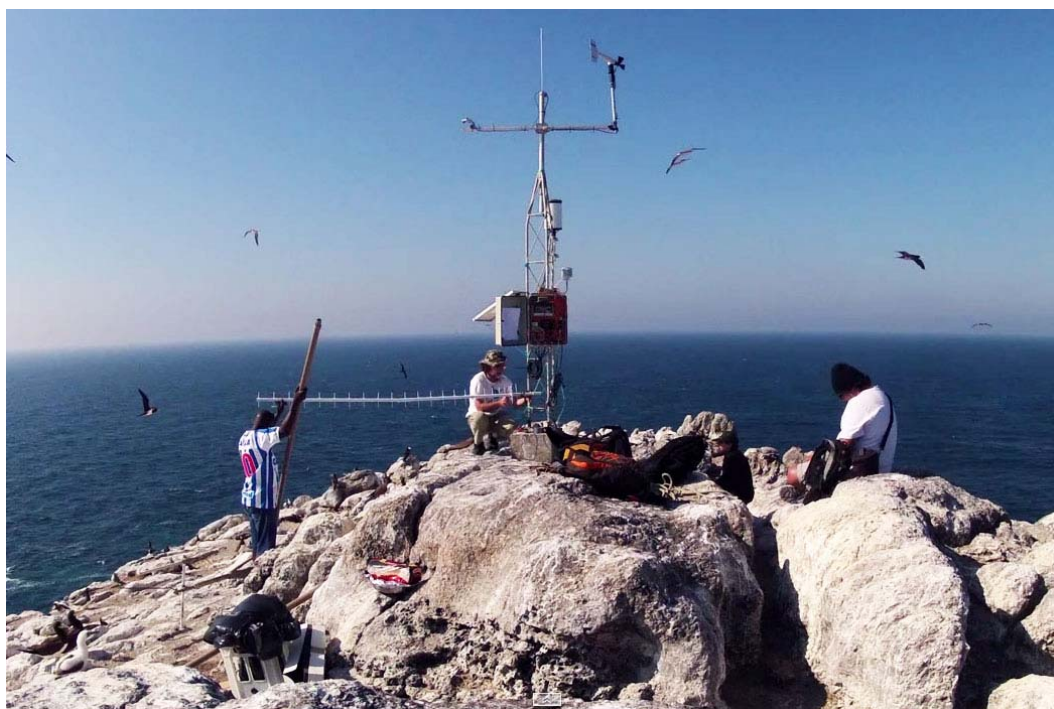


Figura 19: Exemplo de Estação Meteorológica na Laje de Santos

Fonte: INSTITUTO OCEANOGRÁFICO (2014)

No entanto, para a previsão de ventos que serão captados pelas turbinas, utilizam-se alturas de cerca de 100 metros para efeito de previsão. Isso ocorre, pois o processo de transformação da energia eólica em energia mecânica – e, posteriormente, elétrica – ocorre a partir das pás e rotor das turbinas eólicas, que, para as tecnologias atuais, se encontram em média na altura mencionada, embora essa possa ser variável de acordo com as características específicas do sítio. A estimativa da velocidade de vento a essa altura é portanto aplicada tanto para a modelagem a partir dos dados das estações meteorológicas quanto para os dados de satélite para os pontos próximos.

Para realizar essa estimativa, utiliza-se a regra logarítmica, que calcula a velocidade de vento na elevação desejada a partir das medições realizadas na elevação disponível (PIMENTA et al, 2008):

$$(2) V = V_{ref} \times \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)$$

em que V é a velocidade estimada, V_{ref} e z_{ref} se referem à velocidade medida e à elevação em que essa medição foi realizada. A variável z_0 corresponde à rugosidade da superfície, que para todas as modelagens, tanto para a das estações meteorológicas, por falta de informações mais específicas, quanto para os dados obtidos via satélite, será considerado o valor de 0,2 mm, recomendado para medições em mares abertos e estáveis (PIMENTA apud MANWELL, 2002).

Essa conversão de valores é realizada no código no momento de gerar o arquivo de dados, correspondente à saída do programa e usado para alimentar o SAM.

Outro tratamento importante de dados é em relação à exclusão dos *outliers*, ou seja, dados que foram medidos e apresentaram valores muito extremos, possivelmente por erros de medição ou preenchimento de dados, e que podem influenciar o resultado final, se não forem descartados no processo. Para isso, escolheu-se um instrumento estatístico chamado *box-plot* ou Desenho Esquemático, em que são definidos valores máximos e mínimos – e valores fora dessa margem são identificados como *outliers* (BUSSAB ET MORETTIN, 2013).

O esquema que representa esses valores se dá da seguinte forma: o centro da caixa é definido pelo valor da mediana dos dados, ou seja, o valor em que 50% dos valores estão situados acima e 50% dos valores estão situados abaixo do mesmo. Os extremos da caixa são representados pelo primeiro quartil e pelo terceiro quartil, ou seja, os valores que estão situados acima dos 25% e abaixo dos 75% menores valores do conjunto de dados, respectivamente. O valor mínimo corresponde ao primeiro quartil subtraído de uma constante multiplicada pela amplitude interquartilica – a diferença entre o terceiro e o primeiro quartil – e o valor máximo é dado pelo terceiro quartil somado de uma constante multiplicada pela mesma amplitude (BUSSAB et MORETTIN, 2013). Representando de forma matemática:

$$(3) LI = Q_1 - c A_Q$$

$$(4) LS = Q_3 + c A_Q$$

Em que LI é o limite inferior, LS é o limite superior, Q_1 é o primeiro quartil, Q_3 representa o terceiro quartil, c é uma constante e A_Q é a amplitude interquartílica. O valor de c é comumente representado por 1,0 ou 1,5, pois, supondo uma distribuição Normal, isso representará que os valores entre os limites especificados englobam mais de 90% e 99% dos valores, respectivamente, e, portanto, os *outliers*, se referem a menos de 10% e 1% do conjunto (BUSSAB et MORETTIN, 2013). Utilizando o valor de 1,5 aplicado aos dados medidos nas estações meteorológicas, encontram-se valores extremos não correspondentes à realidade, como velocidades negativas. Dessa forma, será escolhido o valor c igual a 1 para a análise do conjunto de dados.

Esses esquemas podem ser representados tanto horizontal quanto verticalmente. Um exemplo de Desenho Esquemático é mostrado a seguir, em que o limite inferior é 3, o limite superior é 20, o primeiro e terceiro quartil são 5 e 18, respectivamente, e a mediana do conjunto de dados é 9.

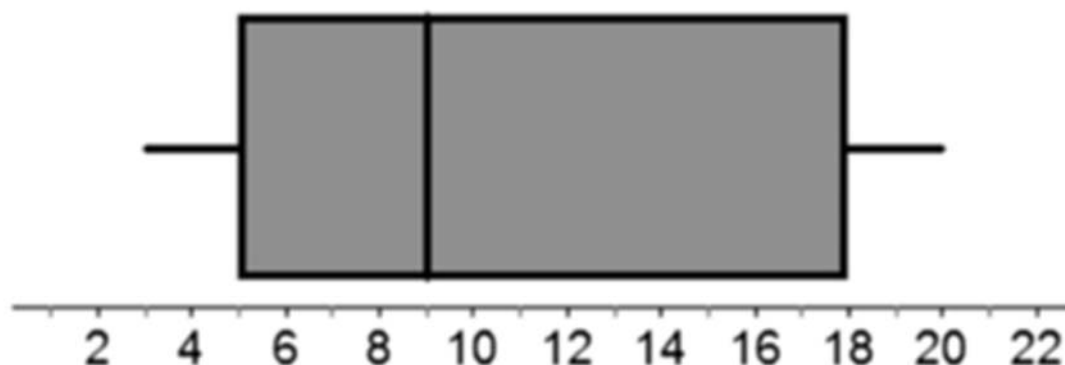


Figura 20: Exemplo de Desenho Esquemático

Fonte: LEM et al (2013)

Aplicando esse instrumento estatístico aos dados de velocidade de vento medidos no nordeste e no sul, em Calcanhar e Santa Maria, respectivamente, chega-se aos seguintes resultados:

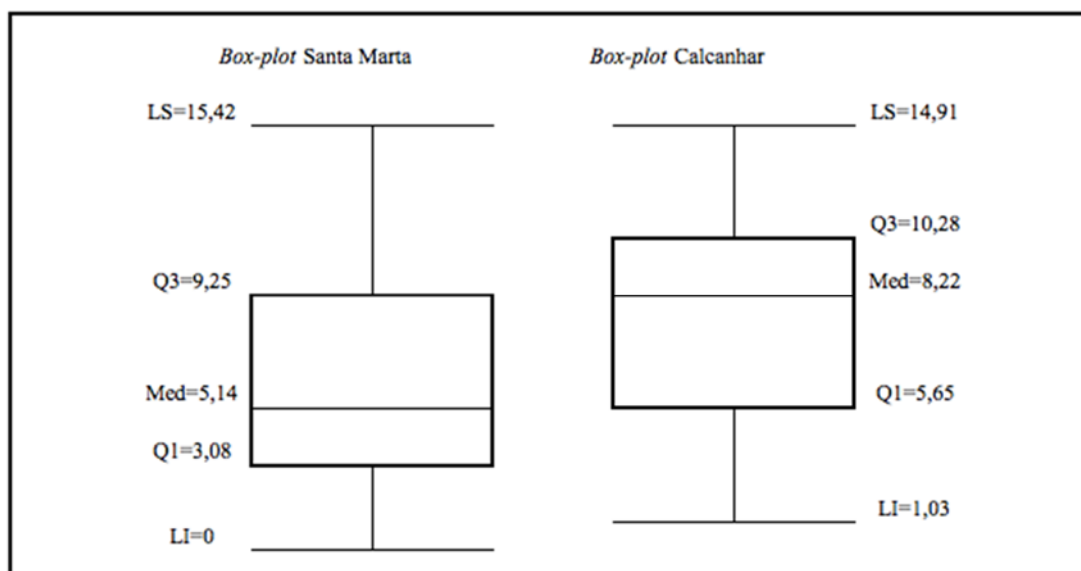


Figura 21: Desenho Esquemático (*Box-plot*) para velocidades de vento medidas nas estações meteorológicas de Santa Maria e Calcanhar

Fonte: Elaboração Própria

Turbina Eólica

A segunda etapa de entrada de dados do SAM se refere à escolha da turbina eólica a ser utilizada. O SAM disponibiliza uma série de turbinas, usadas para ambiente *onshore* e *offshore*. Para realização deste trabalho foi escolhida, com capacidade de 8MW, a *Vestas 164 8 MW*, que representa uma opção moderna e de acordo com a potência de turbinas utilizadas em parques comissionados desde 2016, tais como o parque “Wind Float Atlantic”, comissionado em 2017 em Portugal, e o parque dinamarquês “Horns Rev 3”, comissionado em 2016 (WANG ET AL, 2018). Dessa forma, a turbina poderá ser usada para efeito de comparação, principalmente a partir do custo nivelado energético, verificando a competitividade brasileira em

relação a países com experiência no setor e até mesmo com opções alternativas de geração de energia elétrica.

O programa apresenta uma lista de opções de turbina e expõe a respectiva especificação de potência e diâmetro do rotor, além da curva de potência para diferentes velocidades de vento. No caso da *Vestas 164 8MW*, a geração de energia é otimizada quando os ventos se situam com velocidades entre 13 a 25 metros por segundo.

Parque Eólico

Na seção do parque eólico é possível escolher o arranjo entre as turbinas, particularmente a distância entre elas. No parque em questão foi escolhido um arranjo retangular simples, por falta de maiores especificações e conhecimento do local. O número de turbinas do parque foi de 50 turbinas de 8 MW, totalizando 400 MW de capacidade. Esta capacidade segue a tendência dos parques que vêm sendo construído no mundo, cuja média passou de 79,6 MW em 2007 para 493 MW em 2017 (WIND EUROPE, 2018).

O parque eólico modelado no SAM tem 5 fileiras e 10 colunas de turbinas com espaçamento de aproximadamente 1,3 quilômetros entre aerogeradores. A área total do parque é de cerca de 60 km². Sua densidade de potência nominal é portanto de aproximadamente 6,66 MW/km².

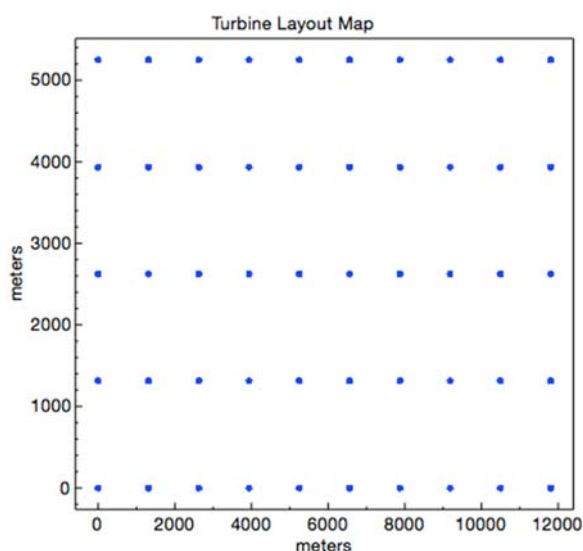


Figura 22: Layout de parques eólicos modelados no SAM

Fonte: SAM, 2018

Parâmetros Financeiros

Os parâmetros financeiros foram baseados majoritariamente nas condições estabelecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para financiamento de projetos solares e eólicos em 2016. Os dados utilizados, portanto, foram os seguintes:

- Período de análise: 25 anos (IRENA, 2016);
- Inflação: 4% ao ano. Essa taxa foi escolhida supondo um período de recuperação e estabilidade econômica nos próximos 25 anos. Esse valor também corresponde à meta adotada pelo Banco Central do Brasil para 2020 (BACEN, 2018)
- CAPEX e OPEX estimados pelo programa SAM; não se supôs aqui um fator de localização associado ao Brasil.
- Financiamento com duração de 16 anos, conforme projetos solares e eólicos do BNDES (BNDES, 2016);

- Financiamento de 70% do projeto – valor máximo definido pelo BNDES para projetos do tipo (BNDES, 2016);
- Taxa de juros de 10% ao ano, respeitando o cálculo da taxa do BNDES, ou seja, a taxa total é dada pela soma da Taxa de Juros de Longo Prazo (6,5% a.a) com a remuneração do BNDES (1,2% a.a) além do risco do empreendedor (0 a 2,5% a.a) (BNDES, 2016). Dessa forma a taxa pode variar de 8,7% a 11,2% a.a, sendo escolhido arbitrariamente o valor intermediário de 10% para o projeto;
- O sistema de amortização dos projetos definidos pelo BNDES é o Sistema de Amortização Constante (SAC), (BNDES, 2016), e dessa forma foi incorporada à simulação um valor constante descontado de amortização a cada ano.

3.3.2 Saída de Dados

Após a inserção dos dados anteriormente descritos nas seções anteriores no SAM, são obtidos 4 resultados principais para cada modelagem, tanto a baseada em dados das estações meteorológicas quanto a baseada em dados de satélites:

- A produção mensal de energia ao longo de um dado ano, ilustrando o comportamento sazonal da carga gerada, além da quantidade de energia esperada em cada mês;
- A energia total gerada pelo parque eólico descrito;
- O fator de capacidade alcançado;
- O custo nivelado da eletricidade.

Dada a energia total gerada no ano e a área ocupada pelos projetos eólicos, é possível estimar um potencial energético por área para as regiões às quais os parques pertencem. Esse potencial pode ser extrapolado posteriormente para regiões próximas

e, em seguida, ao longo de toda a costa, dada a variação de vento que ocorre na costa brasileira seguindo as estimativas do NOAA.

Ademais, será feita uma estimativa de potencial aproveitável focado nas regiões dos *hotspots*, com ventos mais favoráveis, de modo a chegar a um valor para áreas com maior viabilidade técnica e econômica.

3.3.3 Limitação Geográfica e cálculo do potencial energético

Para o cálculo do potencial energético são seguidas as seguintes etapas:

- Potencial energético por área: essa medida é feita a partir do potencial energético calculado a partir dos parques eólicos modelados e extrapolado para toda a costa, de acordo com o cubo da variação da velocidade do vento nas regiões mapeadas pelo NOAA (2017) da costa brasileira.
- Área disponível: A partir de um mapeamento, pegando centenas de pontos, conforme detalhado a seguir, calcula-se a proporção da área total – aproximada em um retângulo de dimensões iguais à distância da costa considerada na análise e a outra igual ao comprimento da costa do país, de 7491 km, de acordo com a CIA (2017) – de cada uma dessas regiões, dadas limitações de profundidades (50 e 100 metros) e distâncias da costa (20, 50 e 100 km).
- Cálculo do potencial total: Realizando o cálculo em cada região, multiplicando a área total aproveitável e o seu respectivo potencial energético por área, estima-se o potencial energético por região, que em seguida é somado para toda a costa brasileira para estimar o potencial energético total do país.

Como mencionado anteriormente, o avanço da tecnologia do setor já possibilitou o alcance de distâncias da ordem de 80 quilômetros da costa e 40 metros de profundidades e com tendência de crescimento – os valores eram cerca de 50% menores em 2007 (IRENA, 2016). Dessa forma, como esse estudo é prospectivo, foi

escolhido estimar o percentual dos valores aproveitáveis – com profundidade menor que 50 metros e entre 50 e 100 metros, para novas tecnologias e para o futuro próximo – das regiões situadas a até 100 quilômetros da costa brasileira.

Para tal estimativa foi utilizado o mapa interativo de batimetria do NOAA (NOAA, 2018a), que permite calcular a profundidade em determinados pontos ao ser escolhida uma latitude e longitude. Dessa forma, foram escolhidos 536 pontos, sendo 134 pontos adotados como referência com profundidade zero, 134 pontos a 20 quilômetros de distância dos pontos iniciais, 134 pontos a 50 quilômetros e 134 a 100 quilômetros. É válido destacar, entretanto, que não foram excluídas aqui áreas segundo critérios socioambientais, como áreas de navegação ou com restrições ambientais.

Para a escolha desses pontos, dividiu-se a costa brasileira em 2 partes: a região da costa que vai do sul do país (latitude -33,33, longitude -52,85) até o Rio Grande do Norte (latitude -5,33, longitude -35,36) e outra do Rio Grande do Norte até a fronteira com a Guiana Francesa.

Na primeira região, foram escolhidos 85 latitudes igualmente espaçadas (3 para cada grau) e para cada uma, foi identificada a longitude na qual a profundidade no oceano era zero – interseção entre terra e mar. A partir desses pontos, com auxílio da calculadora de distâncias de latitude e longitude do NOAA (NOAA, 2018b), foram escolhidos pontos, mantendo a latitude constante, a 20 km, 50 km e 100 km da costa e analisadas as profundidades de cada ponto.

Analogamente, na segunda região, foram escolhidas 49 longitudes espaçadas igualmente (3 para cada grau) e analisadas as profundidades a 20, 50 e 100 quilômetros da costa.

Para o cálculo do potencial da primeira região, será considerado o potencial energético por área estimado para o parque de Santa Maria, enquanto o potencial da segunda região utilizará como base a modelagem feita para o caso de Calcanhar. Os principais motivos para a escolha desses pontos como base do potencial das áreas foram primeiramente a proximidade geográfica dos parques modelados com as regiões e, além disso, os diferentes regimes de ventos no litoral brasileiro. A Zona Litorânea Norte-Nordeste, representada na segunda região, tem comportamento particular e é controlada principalmente pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas. Esses ventos vão aumentando de intensidade à medida que se afastam do Equador, se aproximando do Rio Grande do Norte. Essa região também possui brisas marinhas acentuadas devido à baixa vegetação da região e maior contraste de temperaturas entre mar e a terra (AMARANTE et al, 2001).

A frequência de pontos com profundidades viáveis representará, dessa forma, o percentual de área aproveitável em cada uma das regiões litorâneas da costa brasileira. Finalmente, ao multiplicar o potencial energético por área com as áreas respectivas, obtém-se uma estimativa do potencial eólico *offshore* brasileiro por região, dadas as tecnologias atuais, que em seguida são somadas.

Serão feitas duas análises adicionais: a primeira busca estimar um potencial energético mais representativo das tecnologias atuais, tendo como base profundidades de até 50 metros, a três distâncias diferentes: 20, 50 e 100 quilômetros da costa; na outra, o potencial mostrará a capacidade que será possível instalar à medida que as novas tecnologias forem se consolidando, permitindo profundidades de até 100 metros, novamente com as mesmas 3 distâncias da costa. Também será feito o cálculo do potencial, sem a consideração do limite físico de profundidade, de modo a

obter a proporção deste potencial bruto, que é e poderá ser aproveitável no presente e no futuro, respectivamente.

4 RESULTADOS

4.1 Seleção de *hotspots*

Quando analisados os estudos acerca da tecnologia eólica *offshore*, percebe-se que, desconsiderando o estudo de Ortiz e Kampel (2011), realizado em todo o litoral brasileiro, eles foram realizados em duas regiões principais: Pimenta (2008) realizou um estudo do potencial no Sul do país e Oliveira (2013) e Nunes (2012) se concentraram na região nordeste.

A análise via satélite do NOAA (2017), ilustrada na figura 6, concorda com a literatura aqui citada. As três regiões em destaque se encontram no litoral sul, na costa de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, na região Nordeste entre o estado do Maranhão e o Rio Grande do Norte e no sudeste, na costa do Rio de Janeiro e São Paulo. As duas primeiras regiões potenciais se encontram coladas à costa, o que é um fator positivo, pois ainda há limitações de profundidades e distância da costa, no alcance desta tecnologia. Assim, a área na região sudeste não aponta grande potencial no momento atual devido à sua maior distância da costa.

Portanto, dado o contexto atual, a análise de satélite e literatura aponta duas grandes regiões com recursos de vento abundantes e tecnicamente aproveitáveis na costa brasileira: uma na região nordeste e outra no sul.

Como no SAM é necessário escolher uma área pequena para simular a geração em um parque eólico, para cada uma dessas regiões foi escolhida uma estação meteorológica, que estava disponível no sítio da Marinha do Brasil. Foram elas a estação de Santa Maria, no Sul, e Calcanhar, no Nordeste.

Para efeito de validação dos resultados, foram utilizados dados de satélite da NASA de velocidade, direção de vento, temperatura e pressão

4.2 Recursos eólicos *offshore* nacionais

4.2.1 Resultados gerados pelo *Python*

Conforma explicado no capítulo anterior, o *Python* utilizou os dados coletados pelas estações meteorológicas da Marinha de Calcanhar e Santa Maria, tratou os mesmos e foi capaz de gerar curvas a partir da extrapolação dos dados. Essas curvas foram essenciais para poder gerar dados em 8760 pontos, necessários para a modelagem posterior no SAM.

Para cada uma das regiões, foram geradas curvas da variação de quatro parâmetros ao longo das horas do ano: velocidade de vento, em metros por segundo, temperatura, em graus Celsius, pressão, em 10^2 pascal, e direção de vento, em graus em sentido horário em relação ao Norte. A curva de velocidade de vento, particularmente, pode ser comparada àquela de Silva et al. (2016), para confirmar ou não o comportamento sazonal da mesma.

As variações são consideráveis a cada dia para todas essas medidas, de modo que imagens grandes foram inseridas para melhor visualização do comportamento. Em cada uma das figuras foram feitas marcações para destacar a concentração das medidas em cada quarto do ano (enumerados de Q1 a Q4) e mostrar a variação do comportamento ao longo do ano.

Seguem os gráficos gerados de velocidade de vento, temperatura, pressão e direção de vento para cada uma das regiões analisadas.

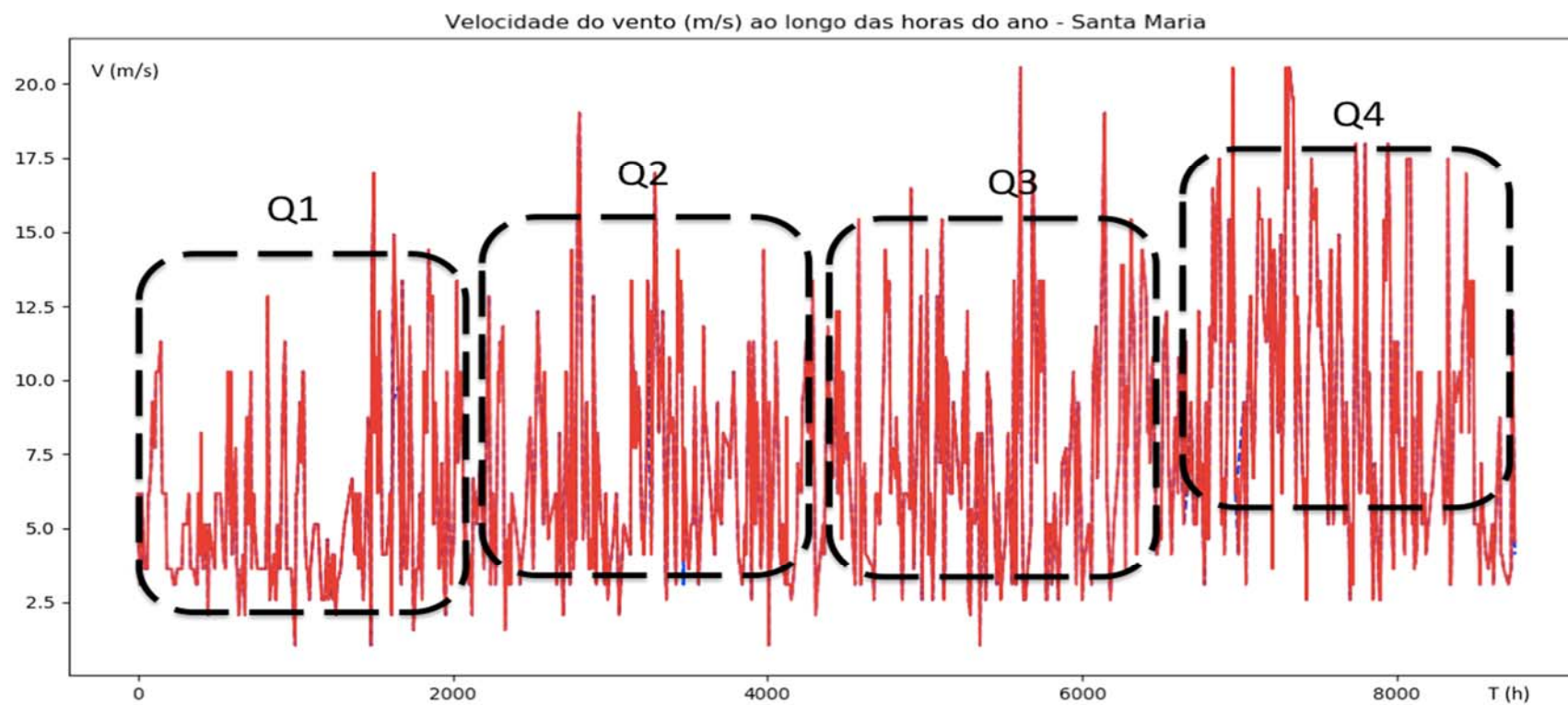


Figura 23: Curva gerada de velocidade do vento em estação de Santa Maria ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

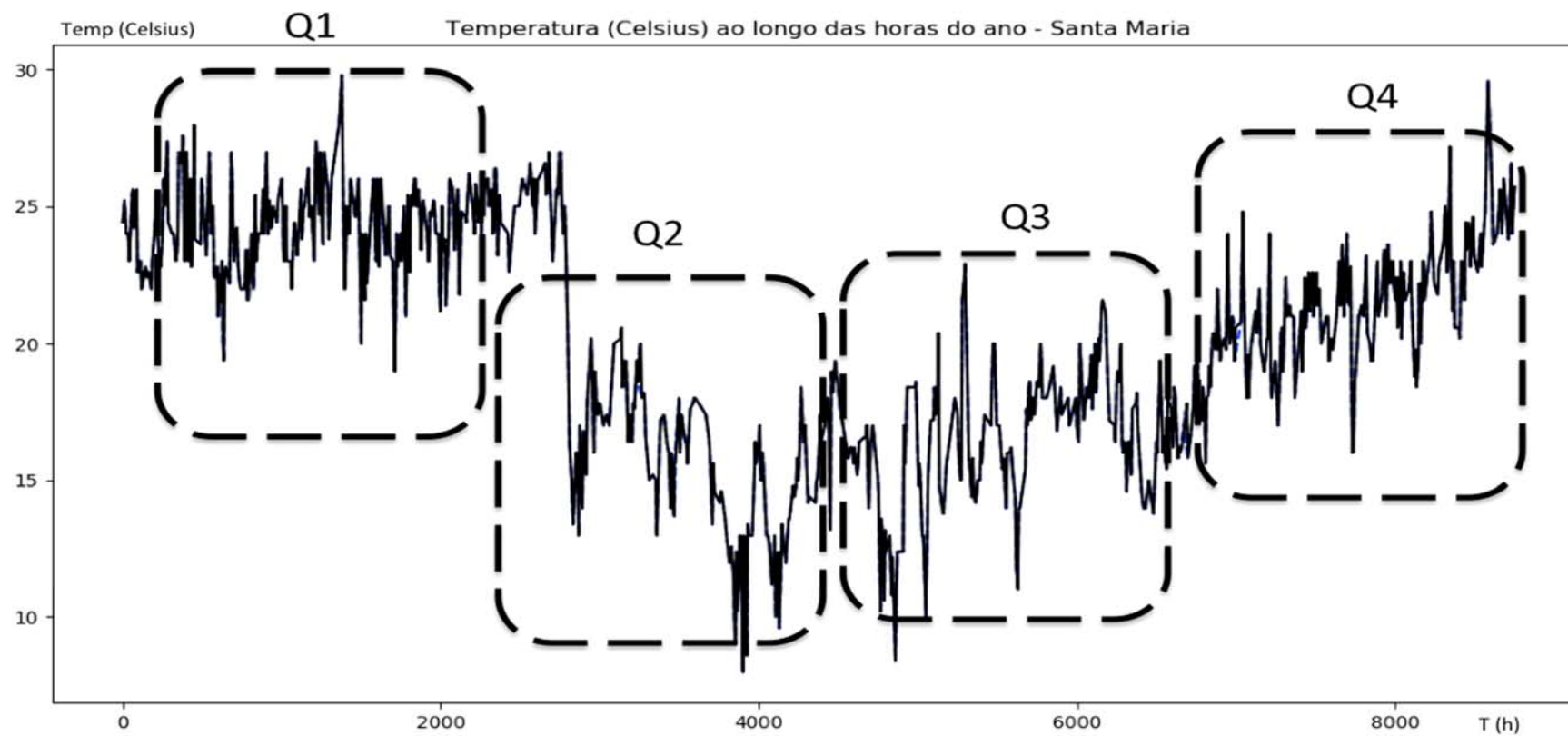


Figura 24: Curva gerada de temperatura em estação de Santa Maria ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

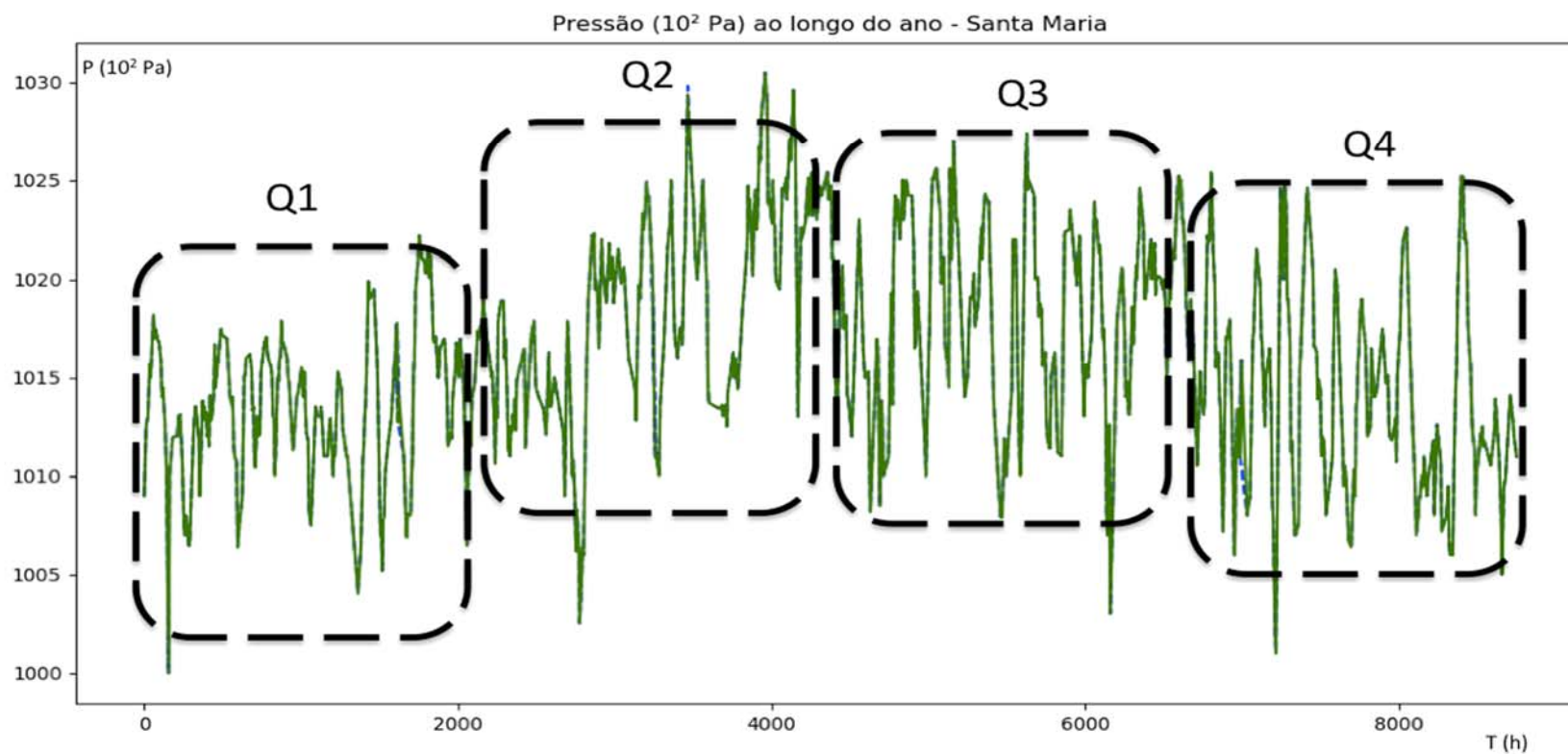


Figura 25: Curva gerada de pressão em estação de Santa Maria ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

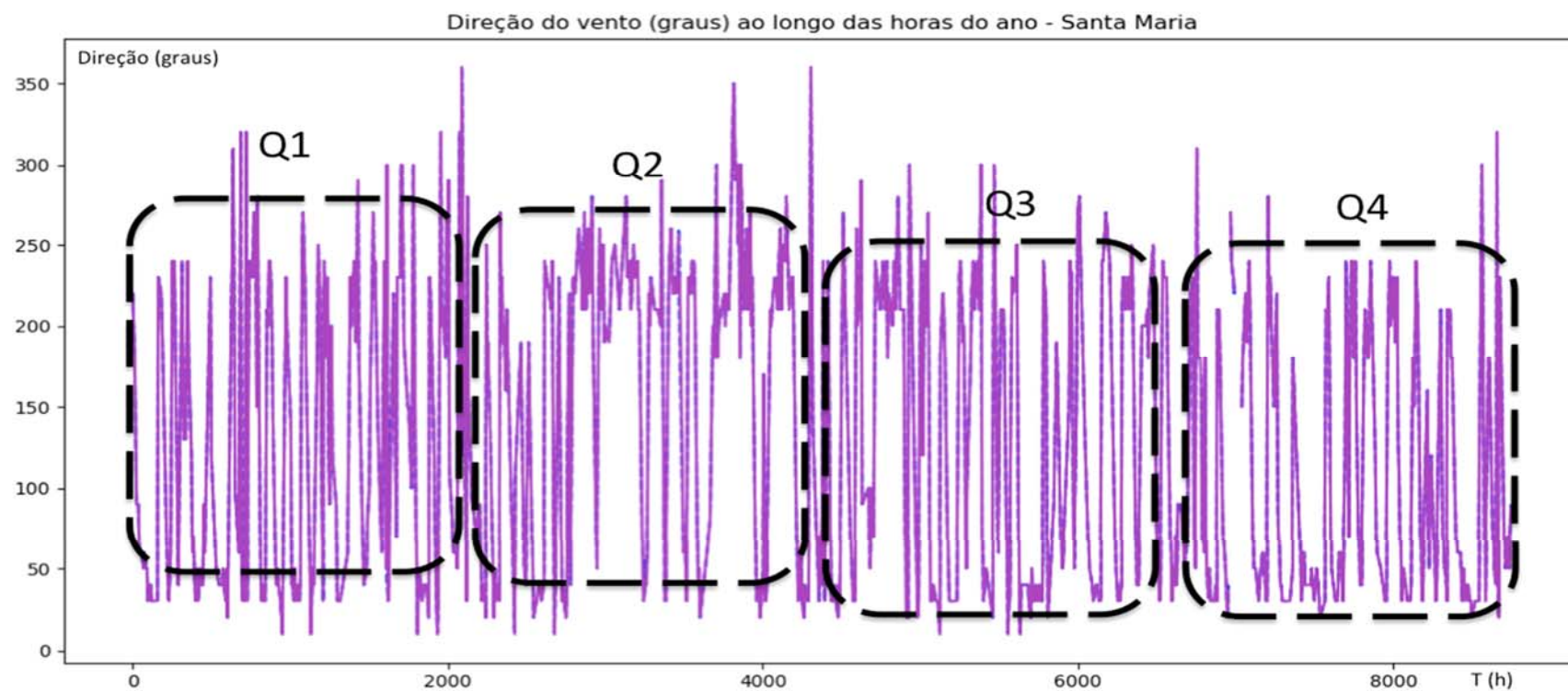


Figura 26: Curva gerada de direção do vento em estação de Santa Maria ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

A partir das curvas geradas para Santa Maria, podemos fazer a seguinte análise em relação a cada um dos parâmetros:

- **Velocidade do vento:** a curva em vermelho mostra um segundo semestre com ventos mais intensos na segunda metade do ano, principalmente no último quarto, o que concorda com o estudo de Silva (2016). Entretanto, diferentemente desse estudo, que afirmava que a variação no ano é pequena e os ventos relativamente constantes poderiam compensar déficits na geração de energia de outras fontes ou regiões, há uma diferença considerável, com ventos fracos no primeiro quarto do ano, o que coloca em risco essa possibilidade. Percebe-se também que a variação ao longo do dia também é grande, com ventos ora quase nulos ora atingindo valores de até 20 metros por segundo.
- **Temperatura:** Conforme esperado para a região, a temperatura ao longo do ano registra valores consideravelmente mais baixos no segundo e terceiro quarto do ano, devido à proximidade do inverno, ficando frequentemente abaixo dos 15 graus Celsius, enquanto o primeiro quarto do ano é o mais quente com temperaturas maiores que 25 graus.
- **Pressão:** A pressão medida tem comportamento oposto ao da temperatura: no meio do ano ela tem uma variação positiva, atingindo seus maiores valores de até 103000 pascal, enquanto no primeiro e último quarto do ano ela fica mais próxima à pressão atmosférica.
- **Direção do vento:** A direção do vento nessa estação não parece ter a princípio comportamento definido, com variações grandes ao longo do dia durante todo o ano.

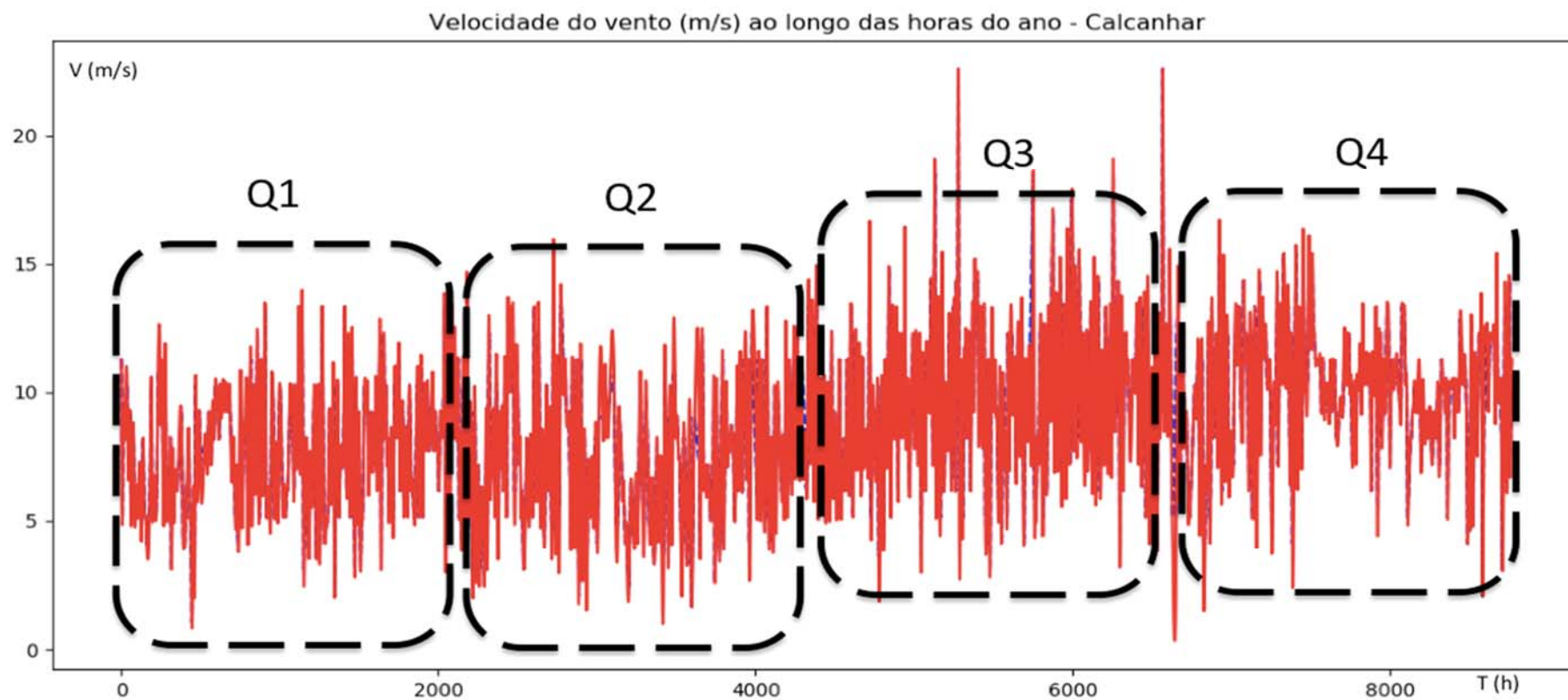


Figura 27: Curva gerada de velocidade do vento em estação de Calcanhar ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

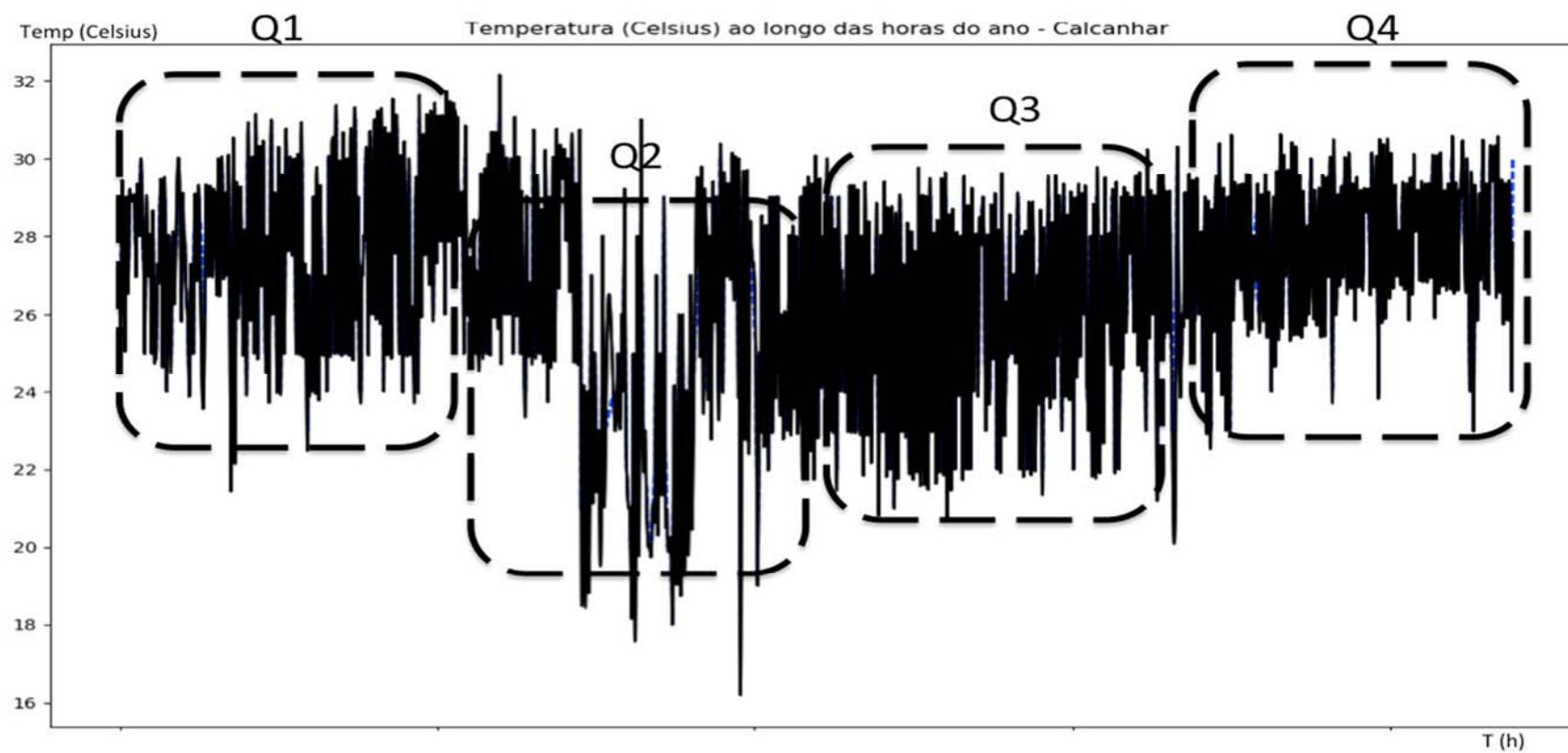


Figura 28: Curva gerada de temperatura em estação de Calcanhar ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

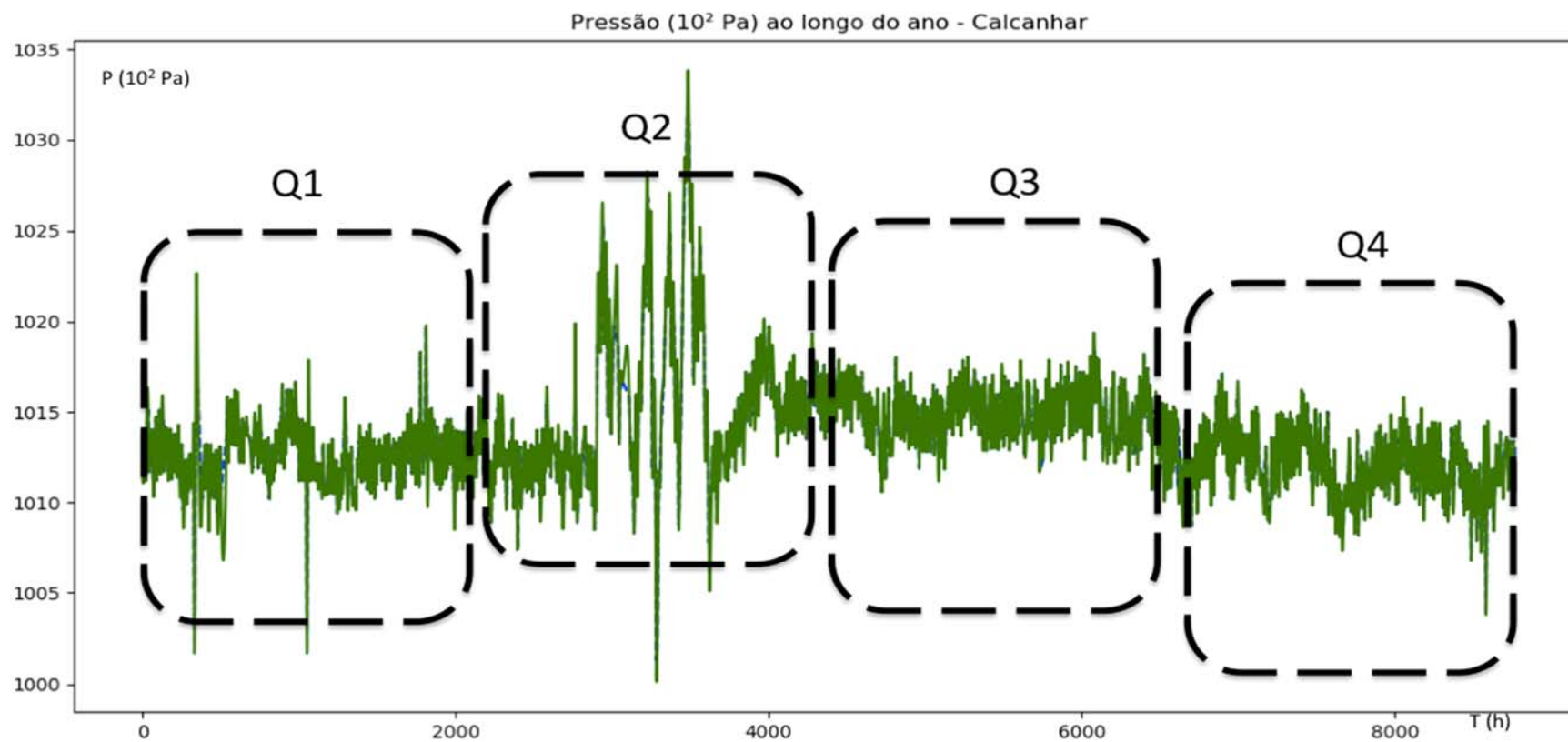


Figura 29: Curva gerada de pressão em estação de Calcanhar ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

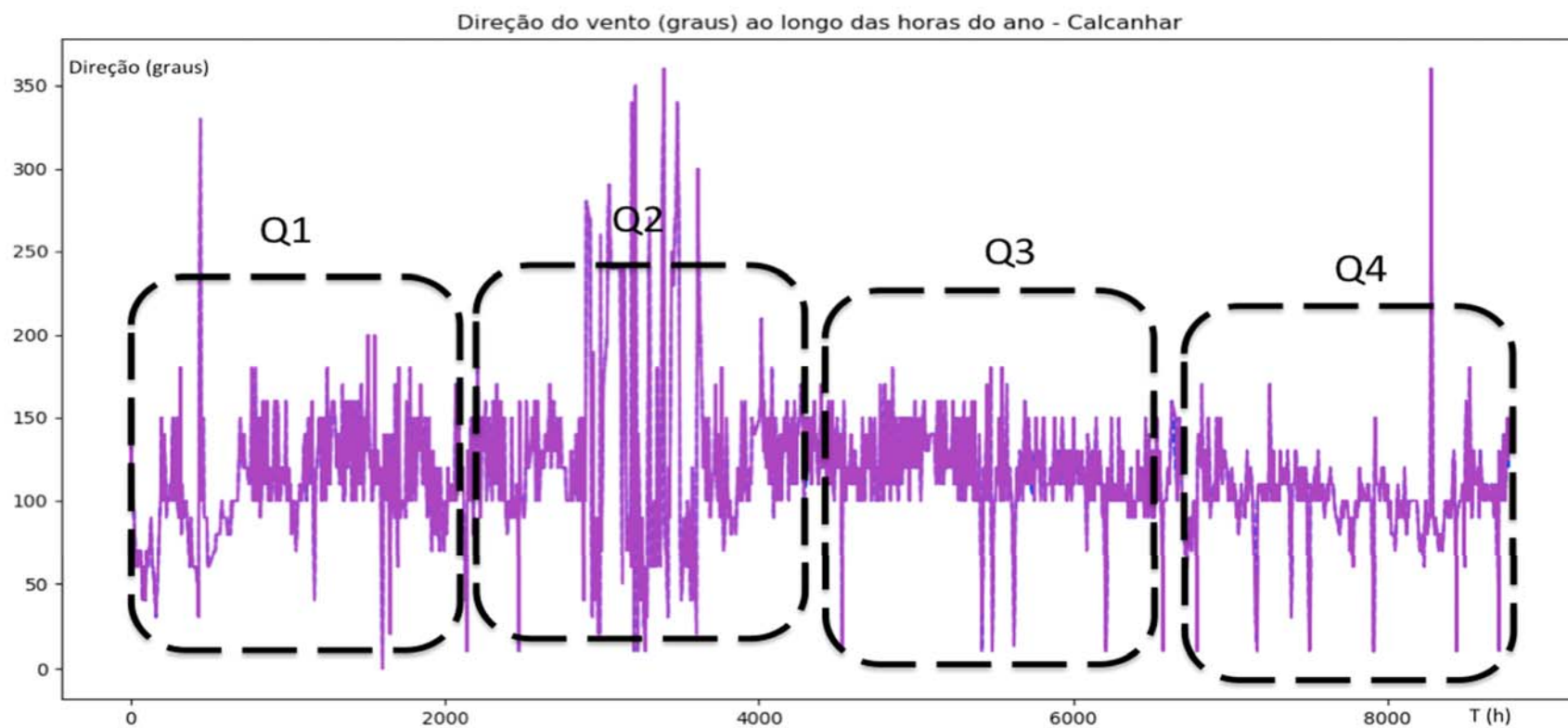


Figura 30: Curva gerada de direção de vento em estação de Calcanhar ao longo de um ano

Fonte: Elaboração Própria

A partir das curvas geradas para Calcanhar, podemos fazer a seguinte análise em relação a cada um dos parâmetros:

- **Velocidade do vento:** a curva em vermelho mostra um comportamento parecido com o trabalho de Silva (2016), com segundo semestre com ventos mais intensos, principalmente no terceiro quarto. Além disso, há uma menor variação de velocidade de vento ao longo dos dias. Enquanto a faixa de variação diária no Sul parecia ser de valor quase nulo até valores bem elevados, durante todo o ano, em Calcanhar a cada quarto do ano, parece haver uma concentração maior de ventos em determinadas faixas, por exemplo, por volta de 5 a 11 metros por segundo no primeiro quarto, e 7 a 14 metros por segundo no terceiro quarto.
- **Temperatura:** A temperatura é relativamente constante ao longo do ano, o que vai concordar com a localização da estação, mais próxima à Linha do Equador. Como esperado, há uma pequena variação negativa no meio do ano, devido ao inverno.
- **Pressão:** Diferentemente da curva registrada na região Sul a pressão aqui tem pequenas variações diárias, ficando por volta de 101000 a 101500 pascal no primeiro e último quarto do ano, com leve variação positiva no terceiro. A exceção é o segundo quarto, que aparenta ter grandes variações diárias, sem aparente explicação plausível, podendo, inclusive, advir de falha na medição.
- **Direção do vento:** Diferentemente da curva de direção de vento de Santa Maria, que parecia ter comportamento aleatório, a direção do vento em Calcanhar fica majoritariamente variando de Leste a Sul (90 a 180 graus em sentido horário em relação a Norte).

Para verificar se essas condições naturais do país representam um bom potencial de geração para parques eólicos instalados nos *hotspots*, a seguir serão apresentados os resultados da modelagem feita a partir dos dados tratados e estimados pelo *Python*.

4.2.2 Resultados gerados pela modelagem dos parques eólicos

Foram utilizados *inputs* de 4 naturezas principais para alimentar a modelagem no SAM:

- Recursos eólicos, referente à temperatura, pressão, velocidade de vento e direção de vento ao longo do ano nos *hotspots*, gerados a partir das curvas de extrapolação geradas em *Python*.
- Turbina Eólica e suas características, como capacidade e curva potência, altura de hub e torre.
- Parque eólico e o seu *layout* correspondente.
- Características de financiamento, no qual foi escolhido adotar parâmetros utilizados pelo BNDES.

A modelagem no SAM chegou aos seguintes resultados de acordo com as regiões escolhidas:

Santa Maria

Energia gerada no ano: 1.657.603.456 kWh

Fator de capacidade no primeiro ano: 47,3%

Custo nivelado energético: 50,8 USD/MWh

Potencial de capacidade energética por área: 3,00 GW/km²

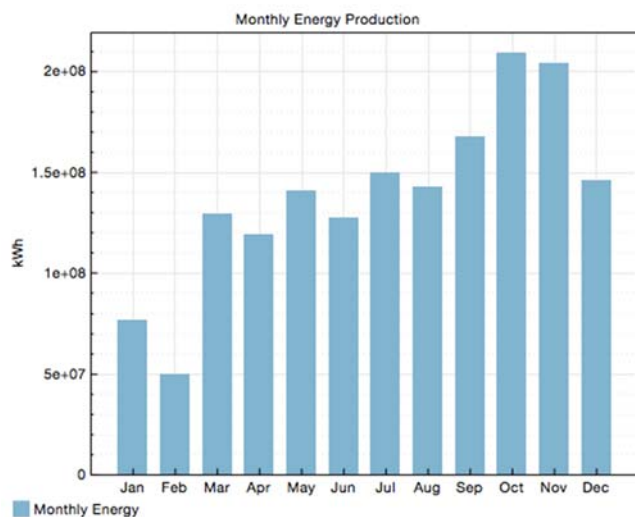


Figura 31: Curva de geração de energia mensal estimada em Santa Maria - SC

Fonte: Elaboração Própria

Calcanhar

Energia gerada no ano: 2.478.344.192 kWh

Fator de capacidade no primeiro ano: 70,7%

Custo nivelado energético: 34,0 USD/MWh

Potencial de capacidade energética por área: 4,49 GW/km²

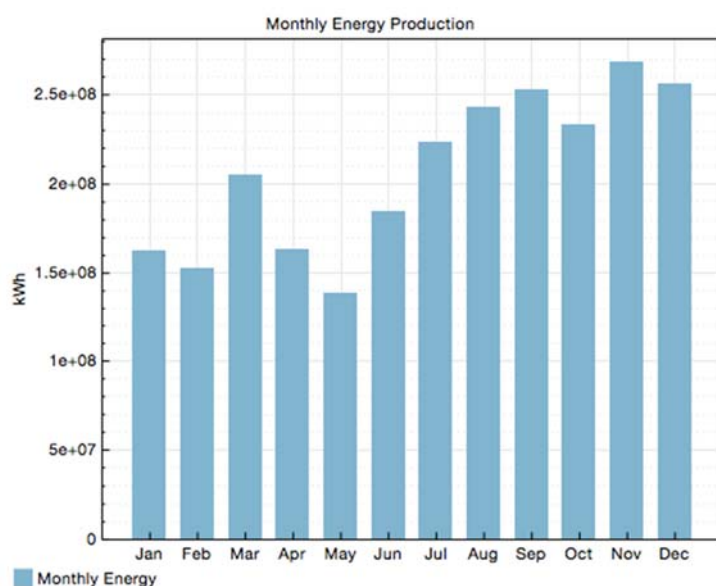


Figura 32: Curva de geração de energia mensal estimada em Calcanhar - RN

Fonte: Elaboração Própria

Percebe-se, pelos resultados do SAM, que as curvas de geração de energia para ambas as regiões analisadas têm maior potencial de geração de energia no segundo semestre, o que vai de acordo com o resultado da análise de intensidade de ventos ao longo do ano gerado pelo *Python*.

Além disso, foi realizada uma modelagem com dados obtidos via satélite para 3 pontos próximos a cada uma das estações: um *onshore*, um próximo à costa e um *offshore*. Esses resultados encontram-se na tabela a seguir, sendo comparados aos resultados obtidos anteriormente.

Tabela 5: Resultados de modelagem no SAM para parque eólico no Sul

SUL	Marinha	CEPEL		
Distância da costa	Na costa	Na costa	90 km (offshore)	35 km (onshore)
Energia por ano	1657603 MWh	1154556 MWh	1587798 MWh	332837 MWh
Fator de capacidade	47,30%	32,90%	45,30%	9,50%
Custo nivelado energético	50,8 USD/MWh	72,9 USD/MWh	53,0 USD/MWh	253 USD/MWh
Potencial de capacidade energética por área	3,00 GW/km ²	2,09 GW/km ²	2,87 GW/km ²	0,60 GW/km ²

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 6: Resultados de modelagem no SAM para parque eólico no Nordeste

NORDESTE	Marinha	CEPEL		
Distância da costa	Na costa	12 km (offshore)	52 km (offshore)	30 km (onshore)
Energia por ano	2478344 MWh	1881568 MWh	1893100 MWh	1536842 MWh
Fator de capacidade	70,70%	53,70%	54,00%	43,90%
Custo nivelado energético	34,0 USD/MWh	44,8 USD/MWh	44,5 USD/MWh	54,8 USD/MWh
Potencial de capacidade energética por área	4,49 GW/km ²	3,41 GW/km ²	3,43 GW/km ²	2,78 GW/km ²

Fonte: Elaboração Própria

É possível fazer as seguintes observações em relação a cada região modelada:

- Sul: Os resultados offshore (distantes da costa) foram bem similares àqueles resultados utilizando os pontos da marinha. Já os pontos na costa e onshore a partir dos novos dados apresentaram custos maiores e geração substancialmente menor.
- Nordeste: Os resultados offshore (próximo e distante da costa) de geração de energia e custo foram similares entre si enquanto o onshore foi substancialmente pior. Na comparação com a modelagem feita com base nos dados da estação de Calcanhar a geração de eletricidade estimada foi menor. Porém, os resultados ainda são muito bons quando comparados às estimativas encontradas a partir das modelagens no Sul.

De modo geral os resultados apontam uma melhora significativa de energia gerada e fator de capacidade para os pontos distantes offshore.

Os fatores de capacidade estimados também apresentam valores elevados, quando comparados aos principais países europeus: segundo relatório da *Wind Europe* (2018), os cinco maiores mercados eólico *offshore* do continente apresentaram média de fator de capacidade entre 29% e 48% em 2017, com a Alemanha atingindo um pico de 67,9% no mês de fevereiro. Em relação ao custo nivelado energético dos *hotspots*, as estimativas indicam bom potencial de viabilidade econômica, sendo competitivos com os valores levantados em 2018 para a hidroeletricidade e fontes fósseis de 40 a 50 dólares por MWh (IRENA, 2018e). O output de energia gerada pelos parques, segundo a modelagem, também foi importante, principalmente, para desenvolver a próxima etapa, de estimação do potencial energético eólico *offshore* ao longo costa brasileira, com foco nas regiões com ventos mais favoráveis tomando como base essas duas regiões, conforme mostrado a seguir.

4.2.3 Resultados de cálculos de potencial energético eólico *offshore* brasileiro

Conforme descrito no capítulo de metodologia, o primeiro passo para o cálculo do potencial foi a divisão da costa brasileira em regiões e estimação da área disponível e potencial energético por área em cada uma das regiões, que foram divididas de A a L. Os cálculos realizados para estimação do potencial eólico no litoral brasileiro, considerando as limitações geográficas (distância da costa e profundidade), estão disponíveis no anexo D. Um recorte da seção de estimativa de potencial energético por área e área disponível de acordo com diferentes distâncias da costa se encontra a seguir:

Tabela 7: Recorte de planilha com estimativa de área e potencial energético por região da costa brasileira

	Área máxima até 20km da costa (km ²)	Área máxima entre 20km e 50km da costa (km ²)	Área máxima entre 50km e 100km da costa (km ²)	Potencial energético por área (MW/km ²)
A	7826,41791	11739,62687	19566,04478	3,270108874
B	11180,59701	16770,89552	27951,49254	4,485746054
C	5590,298507	8385,447761	13975,74627	3,270109

Fonte: Elaboração Própria

Tendo estimado a área total e o potencial energético por região, a etapa seguinte foi mapear a profundidade de centenas de pontos, escolhidos conforme

descrito na metodologia, e estimar o percentual de cada uma dessas áreas que é aproveitável, de acordo com a frequência de pontos a determinada distância da costa que se encontra dentro de determinado limite de profundidade. Tendo a área por região, ao multiplicar pela proporção dentro da profundidade desejada, estima-se a área aproveitável em cada região.

O recorte a seguir mostra esse mapeamento e cálculo para uma distância de 20 km da costa, para profundidades de até 50 metros (imediato), 100 metros (novas tecnologias) e acima de 100 metros (não explorável).

Tabela 8: Recorte de planilha para mapeamento de área explorável e potência aproveitável por região

	BATIMETRIA NA COSTA BRASILEIRA								
	COSTA			20 KM DA COSTA			Potência (MW)		
	LONGITUDE	LATITUDE	PROFUNDIDADE (m)	LONGITUDE	LATITUDE	PROFUNDIDADE (m)	Imediato	Novas Tecnologias	Não explorável
A	-52,850	-33,333	0	-52,670	-33,333	-16	25593,23866	25593,23866	0
	-52,550	-33,000	0	-52,370	-33,000	-12			
	-52,430	-32,667	0	-52,250	-32,667	-13			
	-52,280	-32,333	0	-52,100	-32,333	-16			
	-51,930	-32,000	0	-51,750	-32,000	-15			
	-51,380	-31,667	0	-51,200	-31,667	-16			
	-51,000	-31,333	0	-50,820	-31,333	-35			
B	-50,700	-31,000	0	-50,520	-31,000	-34	35107,32326	50153,31895	0
	-50,450	-30,667	0	-50,270	-30,667	-23			
	-50,270	-30,333	0	-50,090	-30,333	-27			
	-50,130	-30,000	0	-49,950	-30,000	-29			
	-49,960	-29,667	0	-49,780	-29,667	-23			
	-49,720	-29,333	0	-49,540	-29,333	-23			
	-49,425	-29,000	0	-49,245	-29,000	-31			
	-48,960	-28,667	0	-48,780	-28,667	-60			
	-48,700	-28,333	0	-48,520	-28,333	-54			
	-48,630	-28,000	0	-48,450	-28,000	-50			
C	-48,475	-27,667	0	-48,295	-27,667	-83	14624,7078	18280,88476	0
	-48,520	-27,333	0	-48,340	-27,333	-35			
	-48,580	-27,000	0	-48,400	-27,000	-35			
	-48,685	-26,667	0	-48,505	-26,667	-26			
	-48,550	-26,333	0	-48,370	-26,333	-28			

Fonte: Elaboração Própria

O mesmo raciocínio então foi seguido tanto para todas as regiões, de A a L, quanto para as outras distâncias estimadas da costa (50 e 100 quilômetros). Somando-se essas informações, foi possível estimar o potencial energético eólico *offshore* a diferentes profundidades e distâncias da costa.

Os quadros-resumo com os resultados podem ser vistos a seguir. O primeiro corresponde às estimativas baseadas nos dados provenientes das estações meteorológicas e o seguinte nos dados *offshore* captados via satélite.

Tabela 9: Quadro-resumo do potencial eólico offshore no Brasil (GW) – Dados de estações meteorológicas

	Profundidade até 50 metros	Profundidade até 100 metros	Potencial sem limitação de profundidade
Até 20 km da costa	326,70	350,78	367,90
Até 50 km da costa	597,39	737,76	927,06
Até 100 km da costa	754,50	1070,31	1858,99

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 10: Quadro-resumo do potencial eólico offshore no Brasil (GW) – Dados de satélite

	Profundidade até 50 metros	Profundidade até 100 metros	Potencial sem limitação de profundidade
Até 20 km da costa	275,88	294,30	308,03
Até 50 km da costa	513,92	622,22	775,67
Até 100 km da costa	658,87	902,50	1555,06

Fonte: Elaboração Própria

Alguns pontos podem ser destacados em relação aos resultados apresentados:

- Cerca de 326 GW de potencial são estimados para tecnologias já consolidadas, considerando o espaço até 20 quilômetros da costa e 50 metros de profundidade;

De acordo com os dados de satélite para ambiente *offshore* esse valor é de 275 GW.

- Considerando as tecnologias que estão surgindo, o potencial alcançável chega a 737 GW, baseado nos dados das estações meteorológicas, e 622 GW considerando os dados *offshore* obtidos via satélite, considerando a área até 50 quilômetros da costa e 100 metros de profundidade. Esses valores são maiores do que o valor estimado por Ortiz e Kampel (2011) de 606 GW a uma profundidade de 100 metros. Esse aumento, no entanto, faz sentido, dada a evolução tecnológica, refletida, por exemplo, no aumento da capacidade de potência das turbinas que foram consideradas na modelagem aqui realizada.
- Percebe-se que o efeito da profundidade na limitação do potencial eólico aumenta consideravelmente com o aumento da distância da costa: em relação ao potencial máximo a 20 quilômetros da costa, 89% é aproveitável a profundidades de até 50 metros e 95% a profundidades de até 100 metros; quando o valor é aumentado para até 100 quilômetros da costa, apenas 40% é aproveitável a até 50 metros de profundidade e 57% a até 100 metros. Isso sugere que, de modo geral, a profundidade do litoral brasileiro é favorável em regiões próximas às costas.

Uma análise importante também pode ser feita focando apenas nos *hotspots*, ou seja, as regiões com melhores ventos, indicando melhor viabilidade econômica, maior geração de energia e menores custos nivelados. Na análise em questão, as áreas com maior densidade de potencia aproveitável são a B e a J, no Sul e Nordeste, respectivamente, conforme anexo D. Essas são as áreas nas quais estão localizadas as estações e os pontos escolhidos para as modelagens em SAM. Por terem condições de vento mais favoráveis, trata-se de um potencial estimado pensando em um prazo menor que os calculados anteriormente. A estimativa de potência aproveitável,

considerando profundidades de até 100 metros e uma distância de até 50 km da costa é mostrado na tabela a seguir, tanto para a densidade de potência calculada a partir das estações meteorológicas da marinha, quanto para a calculada a partir dos pontos *offshore* de satélite, disponibilizados pela NASA:

Tabela 11: Potencial aproveitável em *hotspots* para profundidades até 100 metros e distância da costa de 50 km

Cálculo de potencial aproveitável para <i>hotspots</i> (GW)			
Área	Hotspot	Dados de estações meteorológicas	Dados de satélite
B	Sul	125,38	119,95
J	Nordeste	182,82	139,66

Fonte: Elaboração Própria

Esse potencial ainda é muito elevado, se formos considerar por exemplo que o Brasil tem em 2019 164,75 GW de potência instalada no total (ANEEL, 2019). A estimativa grande se dá devido à consideração que 100% da área possível de ser explorada terá uma turbina, o que não é realístico.

O comprimento da costa das áreas B e J é, respectivamente, 315 e 991 km. Supondo que um parque eólico não possa ter um adjacente aproveitando o mesmo comprimento de costa, cria-se uma nova limitação do número de parques eólicos disponíveis nas regiões analisadas. Considerando, por exemplo, o parque modelado, que tem um *layout* retangular com menor comprimento de 5,3 km, como mostrado na seção 3.3.1 da dissertação quando detalhado o parque eólico, haveria uma limitação de 59 parques para o *hotspot* da região Sul e 186 para o da região Nordeste. Considerando a potência nominal 400 MW por parque, limita-se o potencial nominal dos *hospots* para 23,6 GW no Sul e 74,4 GW para o do Nordeste. Considerando o fator de capacidade calculado no SAM, de acordo com os dados das estações meteorológicas da marinha, o potencial aproveitável seria de 11,16 GW no Sul e 52,6

GW no Nordeste. Considerando os fatores de capacidade calculados a partir dos dados de satélite *offshore* disponibilizados pela NASA, esses valores seriam de 10,69 e 40,18 GW, respectivamente. A princípio, esse valor pode ser aumentado com algumas mudanças, por exemplo no *layout* do parque, aproveitando mais a distância alcançável a partir da costa e diminuindo o menor lado do arranjo retangular ou até mesmo utilizando turbinas com maiores capacidades.

Além do cálculo total do potencial energético geral e para regiões mais favoráveis, foi estimado quanto cada região brasileira (sul, sudeste, nordeste e norte) tem de potencial, ou seja, o potencial diretamente ligado à costa de cada região do país. Essa estimativa foi feita a partir de como a localização das regiões identificadas na costa com diferentes potenciais energéticos por área (de A a L) se distribuíram pelas regiões sul, sudeste, nordeste e norte. Em seguida, foi identificada a população das regiões brasileiras para avaliar como a disponibilidade de energia eólica *offshore* brasileira se daria em função dos seus habitantes.

Assim, a divisão do potencial eólico *offshore* se divide da seguinte forma de acordo com as regiões brasileiras - considerando profundidades de até 100 metros e uma distância da costa de até 50 quilômetros – e com a população do país:

Tabela 12: Quadro-resumo da população e potencial eólico offshore por região

População e Potencial Eólico Offshore por Região no Brasil*		
Região	Potencial energético (GW)	População (milhões de habitantes)
Sul	239,77	29,88
Sudeste	97,26	88,09
Nordeste	317,59	56,95
Norte	83,14	18,33
Centro-Oeste	0	16,21

*profundidade de até 100 metros e distância de até 50 km da costa

Fonte: Elaboração própria utilizando dados de (IBGE, 2019)

Conforme esperado, confirmando a análise realizada para escolha dos *hotspots*, as regiões com maior potencial de aproveitamento de vento no litoral brasileiro são a Sul e a Nordeste. Em relação à adequação com a população, percebe-se que se tratam da segunda e terceira regiões com maiores populações do país. A região Norte também está adequada, já que representa 11% do potencial e 9% da população. Os maiores desbalanceamentos se referem às regiões Sudeste e Centro-Oeste. A primeira porque é a região com maior população (42% do total), mas apenas 13% do potencial energético; e a segunda, porque, apesar de ter proporcionalmente a menor população do país, não teria aproveitamento dessa tecnologia, por não ter contato com o litoral brasileiro. Ambas as regiões dependem do uso e reforço do sistema interligado de energia elétrica, caso fosse desejado um compartilhamento mais proporcional à distribuição da população e caso se confirmasse o desenvolvimento de parques eólicos de forma mais concentrada no nordeste e no sul. Foge, contudo, ao escopo desta dissertação analisar como deveria ser adaptado o sistema interligado nacional para absorver a inserção da energia eólica offshore.

4.3 Discussão de resultados

Em relação ao potencial econômico eólico *offshore* brasileiro, é importante analisar os seguintes aspectos:

- O potencial aproveitável, com as limitações técnicas, considerando tecnologias já utilizadas, chega a mais de 737 GW (100 metros de profundidade e 50 km de distância da costa), e pode alcançar mais de 1000 GW, dadas as tecnologias novas que vêm sendo testadas. Esses valores são significativos, visto que o Brasil hoje tem cerca de 160 GW de potência instalada e 20 GW de potência prevista para instalação (ANEEL, 2018).
- Embora esse valor seja útil de ser calculado para efeito de comparação com estudos anteriores, a suposição de que toda a área aproveitável do ponto de vista de profundidade e distância da costa teria turbinas eólicas não é realística. Adicionando a suposição de um determinado parque não poder ter um adjacente aproveitando o mesmo comprimento da costa, chegamos a uma estimativa mais realística de quantos parques podem ser instalados. Dessa forma, chegou-se a valores variando de 10 a 12 GW para o Sul e 40 a 53 GW para o Nordeste, dependendo da fonte de dados utilizada.
- De todo esse potencial aproveitável, uma parcela é viável do ponto de vista econômico: o custo nivelado das regiões mais favoráveis identificadas no litoral brasileiro foram estimados em 34,0 USD/MWh e 50,8 USD/MWh - ou 123,76 R\$/MWh e 184,91 R\$/MWh, conforme cotação do dólar em janeiro de 2019 (BACEN, 2019) - para as regiões Nordeste e Sul, respectivamente. De acordo com os dados *offshore* de satélite utilizados, o custo é de 44,5 USD/MWh (161,98 R\$/MWh) para o Nordeste e 53 USD/MWh (192,91 R\$/MWh) para o Sul. Esses

valores são competitivos com os custos nivelados de outras formas de geração de energia elétrica, tais como fontes fósseis, apresentando custo de cerca de 50 dólares, e hidroeletricidade, com custo de 40 a 50 dólares o MWh em 2018 (IRENA, 2018e). Entretanto, há ressalvas a se considerar, já que as regiões mapeadas estavam em alguns dos melhores pontos identificados em toda a costa e estudos posteriores podem entrar em detalhes mais específicos que potencialmente comprometem a viabilidade da tecnologia, como custos relacionados à conexão com a rede e limitação de áreas por motivos socioambientais. O custo adicional da instalação em ambiente nacional gerado pelas dificuldades estruturais, logística e burocrática também não é contemplado aqui. Além disso, um maior detalhamento de custos de capital pode ser realizado no lugar daqueles utilizados pela base do SAM. Em relação à competição com a energia eólica *onshore*, esses valores são competitivos com os preços de contratação de energia dos leilões de 2014 e 2015, entretanto, nos leilões mais recentes esse valor caiu para uma faixa entre 50 e 100 reais (EPE, 2018a), fato que, se mantendo ao longo do tempo, dificultaria a competição. Assim, a viabilidade de aproveitamento da tecnologia eólica *offshore* ainda dependerá da redução de custos futuros, com a continuação do desenvolvimento da tecnologia pelo mundo, além da evolução dos custos de outras formas de geração de energia concorrentes.

- Em uma análise preliminar, devido à experiência regulatória com leilões de energia e à presença de setores com sinergia também desenvolvidos, tais como o eólico *onshore* e o setor de óleo e gás *offshore*, o Brasil está em uma situação favorável do ponto de vista de políticas energéticas e cadeia de valor. Ainda, conforme a revisão feita no primeiro capítulo, o Brasil também apresenta uma complementaridade potencial significativa: a maior vazão hidrelétrica brasileira,

advinda da região sudeste, tem comportamento complementar à região com maior potencial eólico do litoral brasileiro: aquele provindo da região Nordeste.

5 CONCLUSÃO

Esta dissertação gerou resultados em relação ao aproveitamento do potencial eólico *offshore* brasileiro. Para tanto, determinou os *hotspots* para o setor e avaliou os ventos, temperatura e pressão e seus comportamentos e intensidades ao longo do ano; estimou o custo nivelado energético modelando parques nessas regiões; e calculou o potencial energético brasileiro geral a partir da extrapolação dos resultados anteriores

Considerando a hipótese desta dissertação, os resultados foram de modo geral positivos:

- Os ventos brasileiros *offshore* são intensos e, aparentemente, de fácil acesso, dadas as tecnologias atuais, principalmente na região nordeste e sul; também apresentam boa complementaridade com a geração hidroelétrica, particularmente entre os ventos da nordeste e vazões do sudeste;
- Tais condições geraram estimativas de custos nivelados competitivos e à frente da média esperada de parques a serem comissionados nos próximos anos ao longo do mundo, que devem chegar a 60 dólares por MWh. O aproveitamento nas regiões mais favoráveis, principalmente utilizando ventos do nordeste, seria competitiva com outras formas de geração mais maduras pelo mundo, como fontes fósseis. A competição com a energia *onshore* brasileira dependerá da evolução do preço dos próximos leilões, que apresentaram alta volatilidade nos últimos anos;
- O potencial calculado a 100 metros de profundidade e 50 km da costa é da ordem de 737 GW, aproveitando 100% das áreas disponíveis, dadas limitações de profundidade e distância da costa. Esse valor é superior àquele calculado por Ortiz e Kampel (2011) de 606 GW, o que era esperado, devido aos avanços tecnológicos recentes;

- A partir de uma análise mais realística estimando quantos parques, conforme os modelados em SAM, poderiam ser instalados nos *hotspots*, chegou-se a um potencial de 10 a 12 GW para o Sul e 40 a 53 GW para o Nordeste, variando com a fonte de dados utilizada.
- A partir da revisão realizada no primeiro capítulo, os setores avançados de óleo e gás *offshore* e eólico *onshore* sugerem potenciais sinergias positivas no desenvolvimento do setor no país. Isso ocorre, porque o Brasil tem acesso a algumas empresas que atuam com componentes relevantes na cadeia, o que possibilita o contato com fornecedores de peças importantes, tais como turbinas, cabos de transmissão de energia e fundações. Também são apontadas potenciais sinergias importantes da indústria do óleo e gás *offshore* e eólica *offshore* no que diz respeito ao desenvolvimento de subestruturas, fundações, cabos e outros componentes. Existem inclusive indústrias de um setor que diversificaram suas atividades para a outra.
- A tendência internacional é adotar o sistema de leilões no setor, sistema esse que o Brasil já tem experiência, devido ao desenvolvimento bem-sucedido da geração eólica *onshore* no país. Porém, não há nenhum parque comercial ainda em território brasileiro e estudos mais aprofundados são necessários.

Há, porém, as seguintes limitações a serem consideradas no estudo: os dados usados das condições naturais de vento, temperatura e pressão foram os de estações meteorológicas costeiras da Marinha brasileira, que se encontram próximos, porém não no local exato onde ficariam os parques; as velocidades de vento foram extrapoladas para a altura desejada e não calculadas diretamente; é possível que haja limitações restringindo a área aproveitável e, conseqüentemente, o potencial energético devido à presença de áreas com navegações, solos não apropriados para

instalações ou até mesmo restrições ambientais existentes. Os custos de capital e operacional dos parques eólicos modelados que foram estimados de acordo com a base do SAM também podem ser refinados e estudados em mais detalhes para o caso brasileiro, para, dessa forma, chegar a um custo nivelado final mais preciso e realista.

Uma possibilidade de trabalho futuro no assunto seria a respeito de como essa forma de geração de energia elétrica poderia ser integrada no sistema interligado nacional de como a compensar, por exemplo, os déficits identificados no sudeste e centro oeste na análise realizada relacionando a geração de energia com a população das regiões. Também vale destacar que, neste estudo, a cadeia de valor da energia eólica offshore foi tratada ainda preliminarmente durante a revisão. Dessa forma, seria adequado futuros trabalhos analisarem mais profundamente a situação da indústria brasileira e quão fortes, ou não, são as sinergias para desenvolvimento e inserção dessa tecnologia em ambiente brasileiro.

6 BIBLIOGRAFIA

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. *Dados Mensais de Março de 2017*. 2017. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/03/Dados-Mensais-ABEEolica-03.2017.pdf>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

AMARANTE, Odilon A. C. *et. al. Estado do Rio de Janeiro – Atlas Eólico*. Brasília: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas%20do%20potencial%20eolico%20brasileiro.pdf>. Acesso em: 12 set. 2017

AMARANTE, Odilon A. C. *et. al. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo. 2002. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas%20do%20potencial%20eolico%20brasileiro.pdf>. Acesso em: 12 set. 2017

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações de Geração*. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 01 abr. 2019

ASSIREU, Arcilan Trevenzoli; PIMENTA, Felipe Mendonça; SILVA, Allan Rodrigues; SPYRIDES, Maria Helena Constantino. Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. _____, v. 56, i. C, p. 413 – 427, mai. 2016.

BACEN – Banco Central do Brasil. *Resolução de Número 4.528, de junho de 2017*. 2018. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/pre/normativos/busca/downloadNormativo.asp?arquivo=/Lists/Normativos/Attachments/50402/Res_4582_v1_O.pdf>. Acesso em: 15 out. 2018.

BACEN – Banco Central do Brasil. *Cotação de fechamento do dólar americano*. 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/acessoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww4.bcb.gov.br%2Fpec%2Ftaxas%2Fbatch%2Ftaxas.asp%3Fid%3Dtxdolar>>, Acesso em: 31 jan. 2019.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. *BNDES Finame – Energia Renovável*. 2016. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finame-energia-renovavel>> Acesso em: 30/11/2016

BNEF – Bloomberg New Energy Finance. *Giant Fall in Generating Costs From Offshore Wind*. 2016. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2016/11/BNEF_PR_2016-11-01-LCOE.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2017.

BNEF – Bloomberg New Energy Finance. *Tumbling Costs for Wind, Solar, Batteries*

are Squeezing Fossil Fuels. 2018. Disponível em:
<<https://about.bnef.com/blog/tumbling-costs-wind-solar-batteries-squeezing-fossil-fuels/>>. Acesso em: 23 jan. 2019.

BUSSAB, Wilton de Oliveira; MORETTIN, Pedro Alberto. *Estatística Básica* - 8ª Ed. São Paulo: Saraiva, 2013.

CIA – Central Intelligence Agency. *The World Factbook*. Washington, DC: Central Intelligence Agency, 2017. Disponível em:
<<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2060.html>>. Acesso em: 04 abr. 2017.

COUTURE, Toby; CORY, Karlynn; KREYCIK, Claire; WILLIAMS, Emily. *A Policy's Guide to Feed-in Tariff Policy Design*. Golden: NREL, 2010.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. *Geração Solar e Eólica de energia elétrica*. 2017a. Disponível em: <
<http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20170503-EstaciodeSa.pdf>>. Acesso em: 07 abr. 2019.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. *História da Energia Eólica e suas utilizações*. 2017b. Disponível em: <
http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=3>. Acesso em: 07 abr. 2019.

EIA – U.S. Energy Information Administration. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018*. 2018. Disponível em: < https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil*. 2018a. Disponível em: <
http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT_EPE-DEE-NT-041_2018-r0.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Energia 2027*. 2018b. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/PDE%202027.pdf>>. Acesso em: 06 nov. 2018.

EWEA – The European Wind Energy Association. *Wind in Power – 2015 European Statistics*. 2015. Disponível em: <
<https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>> Acesso em: 30/11/2016

GWEC – Global Wind Energy Council. *Offshore Wind Power*. 2018. Disponível em: <<https://gwec.net/global-figures/global-offshore/>>. Acesso em: 23 out. 2018

HANSEN, Anca Daniela. Wind Turbine Technologies. In: LETCHER, Trevor M (orgs). “*Wind energy engineering - A handbook for onshore and offshore wind turbines*”. San Diego: Elsevier, 2017. cap. 8, p. 145 – 160.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Mapa da Distribuição da População 2000*. 2017. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/geografia/mapas_doc1.shtm>. Acesso em: 07 abr. 2017.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Projeções e estimativas da população do Brasil e das Unidades da Federação*. 2019. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em 31 jan. 2019.

IEA – International Energy Agency. *Key World Energy Statistics*. 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>. Acesso em: 17 mar. 2018.

IOUSP – Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo. *Instalação da Estação Meteorológica da Laje de Santos*. 2014. Disponível em: <<http://www.io.usp.br/index.php/noticias/9-editoria-io/649-instalacao-de-estacao-meteorologica-na-laje-de-santos>>. Acesso em: 10 abr. 2018.

IRENA – International Renewable Agency. *Innovation Outlook: Offshore Wind*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2016.

IRENA – International Renewable Agency. *Nurturing offshore wind markets: Good practices for international standardization*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018a.

IRENA – International Renewable Agency. *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018b. Disponível em: <<https://irena.org/publications/2018/Apr/Renewable-energy-policies-in-a-time-of-transition>>. Acesso em: 27 dez. 2018.

IRENA – International Renewable Agency. *Offshore Wind investment, policies and job creation*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018c. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_offshore_wind_note_G7_2018.pdf?la=en&hash=B186614D923AB1F0A07D7285612C4B037057A0C0>. Acesso em: 30 dez. 2018.

IRENA – International Renewable Agency. *Renewable Energy Benefits – Leveraging Local Capacity Offshore Wind*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018d. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_Leveraging_for_Offshore_Wind_2018.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2019.

IRENA – International Renewable Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018e. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN>>.

2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2019.

Koh, J.H; Ng E.Y.K. *Downwind offshore wind turbines: opportunities, trends and technical challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. _____, v. 54, p. 797 – 808, fev. 2016.

LEM, S., ONGHENA, P., VERSCHAFFEL, L., & VAN DOOREN, W. The heuristic interpretation of box plots. *Learning and Instruction*, v. 26, p. 22-35. 2013.

LI, Jiale; YANG, Xu; WANG, Xuefei; ZENG, Xiangwu. *A review on recent advancements of substructures for offshore wind turbines*. Energy Conversion and Management. _____, v. 158, p. 103 – 119, 2018.

LU, Xi; McELROY, Michael; KIVILUOMA, Juha, *Global Potential for Wind-generated electricity*. PNAS 2008 v. 27, p 10933-10938, July 2019.

MANWELL, J.F.; McGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. *Wind energy explained: theory, design and application*. West Sussex, UK: Wiley, 2002.

MB – Marinha do Brasil. *Serviço Meteorológico Marinho: Estações Costeiras*. Disponível em: < <https://www.mar.mil.br/dhn/chm/meteo/prev/dados/dados.htm> >. Acesso em: 13 ago. 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Energia Eólica no Brasil e no Mundo*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica+-+ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica+-+ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2)>. Acesso em: 03 abr. 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Energia Eólica no Brasil e Mundo*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017a. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/15+-+Energia+Eólica+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29+-+NOVO/f63a15ea-9d2c-4d27-9400-5d7c3fd97b22?version=1.4>>. Acesso em: 20 ago. 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017b. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/4475726/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+Elétrico+-+Junho+-+2017.pdf/0dd6b734-e3c2-4418-a6df-33d1a5087c86>>. Acesso em: 20 ago. 2017.

NASA – National Aeronautics and Space *Atmospheric Composition, Water & Energy Cycles and Climate Variability*. 2019. Disponível em: < <https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets?keywords=%22MERRA-2%22&page=1&source=Models%2FAnalyses%20MERRA-2> > Acesso em: 10 maio. 2019.

NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration. *Wind Maps* – Geospatial Data Science. 2017. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/pvdaq/?aL=zNVfuk%255Bv%255D%3Dt&bL=clight&cE=0&lR=0&mC=-17.602139123350838%2C-43.681640625&zL=4>> Acesso em: 10 set. 2018.

NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration. *Interactive Bathymetry Map*. 2018a. Disponível em: <<https://maps.ngdc.noaa.gov/viewers/bathymetry/>>. Acesso em: 10 set. 2018.

NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration. *Latitude/ Longitude distance calculator*. 2018b. Disponível em: <<https://www.nhc.noaa.gov/gccalc.shtml>>. Acesso em: 12 set. 2018.

NREL – National Renewable Energy Laboratory. *Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation*. 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>>. Acesso em: 10 abr. 2018.

NUNES, H. M. P. Avaliação do Potencial Eólico ao Largo da Costa Nordeste do Brasil. Dissertação – UNB. Rio de Janeiro. 2012.

OLIVEIRA, O. D. Q.; ARAÚJO, A. M.; ASIBOR, A. I.; ROHATGI, J. Meeting Peak Load Demand by an Offshore Wind Farm in Brazil. *Wind Engineering*. v. 37, p. 549-556. 2013.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da Operação: Dados Hidrológicos/Vazões*. 2017a. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_vazoes.aspx>. Acesso em: 13 jul. 2018.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Boletim Mensal de Geração Eólica*. 2017b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_jul_2017.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2018.

ONU – Organização das Nações Unidas. Sustainable Development, 2018. Conferences. Disponível em: <<https://sustainabledevelopment.un.org/conferences>>. Acesso em: 05 abr. 2018.

ONU – Organização das Nações Unidas. *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*. 1972. Disponível em: <<http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2018.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. “Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil”. In: *V Simpósio Brasileiro de Oceanografia*. Santos, SP: Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo, 2011.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*. 2008.

POULSEN, T.; LEMA, R. *Is the supply chain ready for the green transformation? The case of offshore wind logistics*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 73, p. 758-771. June 2017.

PSF – Python Software Foundation. *Applications for Python*. 2018. Disponível em: <<https://www.willistowerswatson.com/en/insights/2017/12/power-and-renewable-energy-market-review-2018>>. Acesso em: 01 dez. 2018.

RAGHEB, Madgi; RAGHEB, Adam. 2011 “Wind Turbines Theory The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio”. In: CARRIVEAU, Rupp (ed). *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*. Rijeka, Croácia: InTech, 2011. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topicsin-wind-power/wind-turbines-theory-the-betz-equation-and-optimal-rotor-tip-speed-ratio>>. Acesso em: 03 dez. 2018.

RÜNCOS, Fredemar; BATISTELA, Nelson Jhoe; CARLSON, Renato; KUO-PENG, Patrick; VOLTOLINI, Hélio. Geração de Energia Eólica: Tecnologias Atuais e Futuras. *Revista Eletricidade Moderna*, v. 1, mar. 2005.

SAM - System Advisor Model. Version 2016.3.14 (SAM 2016.3.14). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/content/downloads>>. Elaboração Própria.

SILVA, A. R.; PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.; SPYRIDES, M. H. C. Silva et al, 2016. *Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 56, p.413-427. May 2016.

TOLMASQUIN, Mauricio, Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). – EPE: Rio de Janeiro, 2016

WEC – WORLD ENERGY COUNCIL. *World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies*. 2013. Disponível em: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf>. Acesso em: 03 abr. 2017.

WE – WIND EUROPE, *Offshore Wind in Europe – Key trends and statistics 2017*. 2018. Disponível em: <<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>>. Acesso em: 03 jan. 2019.

WE – WIND EUROPE. *History of Europe's wind industry*. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/history/>>. Acesso em: 23 abr. 2019.

WLTW – Willis Towers Watson. *Power and Renewable Energy Market Review 2018 - The climate of change*. 2017. Disponível em: <<https://www.willistowerswatson.com/en/insights/2017/12/power-and-renewable-energy-market-review-2018>>. Acesso em: 01 fev. 2019.

WANG, L.; MARTINEZ-LUENGO, M.; KOLIOS, A. *Parametric FEA modelling of Offshore Wind Turbine Support Structures: towards scaling-up and CAPEX reduction*. International Journal of Marine Energy, v. 19, p. 16-31. 2017.

WE – WIND EUROPE. *History of Europe's wind industry*. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/history/>>. Acesso em: 23 abr. 2019.

7 ANEXO A – CÓDIGO *PYTHON* PARA GERAÇÃO DE DADOS DA ESTAÇÃO DE CALCANHAR

```
#!/usr/bin/env python

import math

import numpy as np # modulo para calculos numericos

import matplotlib.pyplot as plt # modulo grafico

import scipy as sp # modulo cientifico

import pandas as pd # modulo de analise de dados

# Definindo o arquivo de dados de Marinha

XFile=pd.ExcelFile('/Users/eduardoferreira/Desktop/MSc/Python/DadosMarinha.xlsx

')

# Leitura das linhas e colunas relevantes na planilha Calcanhar

tab1=pd.read_excel(XFile,sheetname='CalcanharMod', \

    skiprows=[0,1,2],parse_cols='B:C,E:G')

# Extrairando os componentes em vetores:

aux1=tab1[[ tab1.axes[1][1],tab1.axes[1][2],tab1.axes[1][3], \

    tab1.axes[1][4] ]].as_matrix()

# Criando vetores contendo zeros para minhas variaveis

vdir=np.zeros(aux1.shape[0])

vvcl=np.zeros(aux1.shape[0])

temp=np.zeros(aux1.shape[0])

pres=np.zeros(aux1.shape[0])

# Extrairando o tempo (datetime64):

aux2=tab1[[ tab1.axes[1][0] ]].as_matrix()

# Criando vetores contendo zeros para datas variaveis
```

```

#date=np.array(aux2[0:aux2.shape[0],0], dtype='datetime64')

dift=np.zeros(aux1.shape[0])

# Loop para popular os vetores com os valores corretos

t0=float(aux2[0,0])

ind=0

# Loop para popular os vetores com os valores corretos
for iloop in np.arange(aux1.shape[0]):

    itest=1

    vaux=float(aux1[iloop,1])

    if vaux <=0:

        itest=0

    taux=float(aux1[iloop,2])

    if math.isnan(taux):

        itest=0

    straux=str(aux1[iloop,3])

    straux=straux.replace(' ','')

    straux=straux.replace(',','.')

    praux=float(straux)

    if math.isnan(praux):

        itest=0

    if praux <800:

        itest=0

    if itest==0:

        continue

    else:

```

#

print(vaux)

8 ANEXO B – CÓDIGO PYTHON PARA GERAÇÃO DE DADOS DA ESTAÇÃO DE SANTA MARIA

```
#!/usr/bin/env python

import math

import numpy as np # modulo para calculos numericos

import matplotlib.pyplot as plt # modulo grafico

import scipy as sp # modulo cientifico

import pandas as pd # modulo de analise de dados

# Definindo o arquivo de dados de Marinha

XFile=pd.ExcelFile('/Users/eduardoferreira/Desktop/MSc/Python/DadosMarinha.xlsx
')

# Leitura das linhas e colunas relevantes na planilha Santa Maria

tab1=pd.read_excel(XFile,sheetname='Santa Maria', \

    skiprows=[0,1,2],parse_cols='C:D,F:H')

# Extrairando os componentes em vetores:

aux1=tab1[[ tab1.axes[1][1],tab1.axes[1][2],tab1.axes[1][3], \

    tab1.axes[1][4] ]].as_matrix()

# Crio vetores contendo zeros para minhas variaveis

vdir=np.zeros(aux1.shape[0])

vvcl=np.zeros(aux1.shape[0])

temp=np.zeros(aux1.shape[0])

pres=np.zeros(aux1.shape[0])
```



```

# Extraindo o tempo (datetime64):

aux2=tab1[[ tab1.axes[1][0] ]].as_matrix()

# Crio vetores contendo zeros para datas variaveis

#date=np.array(aux2[0:aux2.shape[0],0], dtype='datetime64')

dift=np.zeros(aux1.shape[0])

# Loop para popular os vetores com os valores corretos

t0=float(aux2[0,0])

ind=0

# Loop para popular os vetores com os valores corretos

for iloop in np.arange(aux1.shape[0]):

    itest=1

    vaux=float(aux1[iloop,1])

    if vaux <=0:

        itest=0

    taux=float(aux1[iloop,2])

    if math.isnan(taux):

        itest=0

    straux=str(aux1[iloop,3])

    straux=straux.replace(' ','')

    straux=straux.replace(',','.')

    praux=float(straux)

    if math.isnan(praux):

        itest=0

    if praux <800:

        itest=0

```

```

if itest==0:

    continue

else:

#    print(vaux)

    vdir[ind]=float(aux1[iloop,0])

    vvel[ind]=vaux

    temp[ind]=taux

    pres[ind]=praux

    dift[ind]=(float(aux2[iloop,0])-t0)/(3600*10**9)

    ind=ind+1


# Plot e interpolacao

nhoras=math.ceil(dift[ind-1]-dift[0])

t2=np.linspace(dift[0],dift[ind-1],nhoras+1)

f2=sp.interpolate.interp1d(dift[0:ind-1],vvel[0:ind-1],kind='linear')

plt.plot(dift[0:ind-1], vvel[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f2(t2[0:-7]), 'r-')

f3=sp.interpolate.interp1d(dift[0:ind-1],temp[0:ind-1],kind='linear')

plt.plot(dift[0:ind-1], temp[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f3(t2[0:-7]), 'k-')

f4=sp.interpolate.interp1d(dift[0:ind-1],pres[0:ind-1],kind='linear')

plt.plot(dift[0:ind-1], pres[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f4(t2[0:-7]), 'g-')

f5=sp.interpolate.interp1d(dift[0:ind-1],vdir[0:ind-1],kind='linear')

plt.plot(dift[0:ind-1], vdir[0:ind-1], 'b--', t2[0:-7], f5(t2[0:-7]), 'm-')


# Gerar arquivo SRW

```

```

fileout=open('inp_S.srw','w')

fileout.write('0000,Sul,Rio Grande do Sul,Brazil,2016,lat,lon,0000,1,0000\n')

fileout.write('Dados do Sul\n')

fileout.write('temperature,pressure,direction,speed\n')

fileout.write('C,atm,degrees,m/s\n')

fileout.write('80,80,80,80\n')

for iloop in np.arange(8760):

    fileout.write('%f,%f,%f,%f\n'                                     %
(f3(iloop),f4(iloop)/1013.25,f5(iloop),1.2128*f2(iloop)) )

fileout.close()

```

9 ANEXO C - CÓDIGO PYTHON PARA GERAÇÃO DE DADOS A PARTIR DE DADOS DE SATÉLITE

```
import numpy as np # modulo para calculos numericos

import matplotlib.pyplot as plt # modulo grafico

# Definindo o arquivo de dados de Marinha

with open('/Users/eduardoferreira/Desktop/dadosCEPEL/CEPEL_NE_2016.txt') as
fileCEPEL:

    lines=fileCEPEL.readlines()

    nsiz=len(lines)

    time=np.zeros(nsiz)

    vvel=np.zeros(nsiz)

    vdir=np.zeros(nsiz)

    temp1=np.zeros(nsiz)

    temp2=np.zeros(nsiz)

    pres=np.zeros(nsiz)

    iloop=0

    for line in lines:

        time[iloop]=iloop

        [vvel[iloop],vdir[iloop],temp1[iloop],temp2[iloop],pres[iloop]] = \

        line.rstrip('\n').split('\t')[1:]

        iloop=iloop+1

    plt.plot(time, vvel,'b--')

    # Gerar arquivo SRW55

    fileout=open('teste_NE_B.srw','w')

    fileout.write('0000,Sul,Rio Grande do Sul,Brazil,2016,lat,lon,0000,1,0000\n')
```

```
fileout.write('Dados do NE\n')  
  
fileout.write('temperature,pressure,direction,speed\n')  
  
fileout.write('C,atm,degrees,m/s\n')  
  
fileout.write('80,80,100,100\n')  
  
for iloop in np.arange(8760):  
    fileout.write('%f,%f,%f,%f\n' % (temp1[iloop],pres[iloop]/101.325,  
                                     vdir[iloop],vvel[iloop]*1.05577) )  
  
fileout.close()
```

10 ANEXO D – CÁLCULO DO POTENCIAL ENERGÉTICO EÓLICO *OFFSHORE* NA COSTA BRASILEIRA

Mapa indicando posição geográfica de cada região que tiveram potencial energético eólico *offshore* estimado:



BATIMETRIA NA COSTA BRASILEIRA													
	Área máxima até 20km da costa (km²)	Área máxima entre 20km e 50km da costa (km²)	Área máxima entre 50km e 100km da costa (km²)	Potencial energético por área (MW/km²)	COSTA			20 KM DA COSTA			Potência (MW)		
					LONGITUDE	LATITUDE	PROFUNDIDADE (m)	LONGITUDE	LATITUDE	PROFUNDIDADE (m)			
A	7826,41791	11739,62687	19566,04478	3,270108874	-52,850	-33,333	0	-52,670	-33,333	-16	1	1	2
					-52,550	-33,000	0	-52,370	-33,000	-12	1	1	2
					-52,430	-32,667	0	-52,250	-32,667	-13	1	1	2
					-52,280	-32,333	0	-52,100	-32,333	-16	1	1	2
					-51,990	-32,000	0	-51,750	-32,000	-15	1	1	2
					-51,380	-31,667	0	-51,200	-31,667	-16	1	1	2
					-51,000	-31,333	0	-50,820	-31,333	-35	1	1	2
B	11180,597	16770,89552	27951,49254	4,485746054	-50,700	-31,000	0	-50,520	-31,000	-34	1	1	2
					-50,450	-30,667	0	-50,270	-30,667	-23	1	1	2
					-50,270	-30,333	0	-50,090	-30,333	-27	1	1	2
					-50,130	-30,000	0	-49,950	-30,000	-29	1	1	2
					-49,960	-29,667	0	-49,780	-29,667	-23	1	1	2
					-49,720	-29,333	0	-49,540	-29,333	-23	1	1	2
					-49,425	-29,000	0	-49,245	-29,000	-31	1	1	2
C	5590,29851	8385,447761	13975,74627	3,270109	-48,960	-28,667	0	-48,780	-28,667	-60	0	1	1
					-48,700	-28,333	0	-48,520	-28,333	-54	0	1	1
					-48,630	-28,000	0	-48,450	-28,000	-50	0	1	1
					-48,475	-27,667	0	-48,295	-27,667	-83	0	1	1
					-48,520	-27,333	0	-48,340	-27,333	-35	1	1	2
					-48,580	-27,000	0	-48,400	-27,000	-35	1	1	2
					-48,685	-26,667	0	-48,505	-26,667	-26	1	1	2
D	8944,47761	13416,71642	22361,19403	0,560718257	-48,550	-26,333	0	-48,370	-26,333	-28	1	1	2
					-48,600	-26,000	0	-48,420	-26,000	-18	1	1	2
					-48,450	-25,667	0	-48,270	-25,667	-18	1	1	2
					-48,120	-25,333	0	-47,940	-25,333	-16	1	1	2
					-47,860	-25,000	0	-47,680	-25,000	-14	1	1	2
					-47,400	-24,667	0	-47,220	-24,667	-22	1	1	2
					-47,000	-24,333	0	-46,820	-24,333	-17	1	1	2
E	4472,23881	6708,358209	11180,59701	1,5386	-46,200	-24,000	0	-46,020	-24,000	-22	1	1	2
					-45,430	-23,667	0	-45,250	-23,667	-15	1	1	2
					-44,560	-23,333	0	-44,380	-23,333	-38	1	1	2
					-41,980	-23,000	0	-41,800	-23,000	-65	0	1	1
					-42,000	-22,667	0	-41,820	-22,667	-43	1	1	2
					-41,790	-22,333	0	-41,550	-22,333	-19	1	1	2
					-40,980	-22,000	0	-40,800	-22,000	-7	1	1	2
F	10062,5373	15093,80597	25156,34328	3,270108874	-41,020	-21,667	0	-40,840	-21,667	-16	1	1	2
					-40,960	-21,333	0	-40,780	-21,333	-21	1	1	2
					-40,810	-21,000	0	-40,630	-21,000	-18	1	1	2
					-40,490	-20,667	0	-40,310	-20,667	-37	1	1	2
					-40,270	-20,333	0	-40,090	-20,333	-33	1	1	2
					-40,150	-20,000	0	-39,970	-20,000	-42	1	1	2
					-39,870	-19,667	0	-39,690	-19,667	-30	1	1	2
					-39,690	-19,333	0	-39,510	-19,333	-19	1	1	2

G	39132,0896	58698,13433	97830,22388	1,538610897	-39,730	-19,000	0	-39,550	-19,000	-22	1	1	2	46446,9887	46446,9887	13762,1
					-39,740	-18,667	0	-39,560	-18,667	-19	1	1	2			
					-39,660	-18,333	0	-39,480	-18,333	-18	1	1	2			
					-39,490	-18,000	0	-39,310	-18,000	-11	1	1	2			
					-39,150	-17,667	0	-38,970	-17,667	-9	1	1	2			
					-39,215	-17,333	0	-39,035	-17,333	-20	1	1	2			
					-39,165	-17,000	0	-38,985	-17,000	-26	1	1	2			
					-39,100	-16,667	0	-38,920	-16,667	-23	1	1	2			
					-39,005	-16,333	0	-38,825	-16,333	-26	1	1	2			
					-38,915	-16,000	0	-38,735	-16,000	-24	1	1	2			
					-38,935	-15,667	0	-38,755	-15,667	-31	1	1	2			
					-38,980	-15,333	0	-38,800	-15,333	-40	1	1	2			
					-38,995	-15,000	0	-38,815	-15,000	-377	0	0	0			
					-39,060	-14,667	0	-38,880	-14,667	-371	0	0	0			
					-38,990	-14,333	0	-38,810	-14,333	-1082	0	0	0			
					-38,940	-14,000	0	-38,760	-14,000	-1084	0	0	0			
					-38,890	-13,667	0	-38,710	-13,667	-596	0	0	0			
					-38,965	-13,333	0	-38,785	-13,333	-125	0	0	0			
					-38,450	-13,000	0	-38,270	-13,000	-995	0	0	0			
					-38,075	-12,667	0	-37,895	-12,667	-466	0	0	0			
					-37,840	-12,333	0	-37,660	-12,333	-25	1	1	2			
					-37,630	-12,000	0	-37,450	-12,000	-46	1	1	2			
					-37,475	-11,667	0	-37,295	-11,667	-17	1	1	2			
					-37,285	-11,333	0	-37,105	-11,333	-24	1	1	2			
					-37,050	-11,000	0	-36,870	-11,000	-31	1	1	2			
					-36,750	-10,667	0	-36,570	-10,667	-11	1	1	2			
					-36,300	-10,333	0	-36,120	-10,333	-19	1	1	2			
					-36,000	-10,000	0	-35,820	-10,000	-27	1	1	2			
					-35,710	-9,667	0	-35,530	-9,667	-31	1	1	2			
					-35,440	-9,333	0	-35,260	-9,333	-27	1	1	2			
					-35,210	-9,000	0	-35,030	-9,000	-38	1	1	2			
					-35,070	-8,667	0	-34,890	-8,667	-23	1	1	2			
					-34,950	-8,333	0	-34,770	-8,333	-32	1	1	2			
					-34,835	-8,000	0	-34,655	-8,000	-34	1	1	2			
					-34,825	-7,667	0	-34,645	-7,667	-28	1	1	2			
					-34,790	-7,333	0	-34,610	-7,333	-24	1	1	2			
H	4472,23881	6708,358209	11180,59701	3,2701	-34,825	-7,000	0	-34,645	-7,000	-28	1	1	2	10968,5309	14624,7078	0
					-34,950	-6,667	0	-34,770	-6,667	-58	0	1	1			
					-35,030	-6,333	0	-34,850	-6,333	-19	1	1	2			
I	3354,1791	5031,268657	8385,447761	4,49	-35,110	-6,000	0	-34,930	-6,000	-46	1	1	2	15045,9957	15045,9957	0
					-35,215	-5,667	0	-35,035	-5,667	-34	1	1	2			
					-35,360	-5,333	0	-35,180	-5,333	-8	1	1	2			

J	30187,612	45281,41791	75469,02985	3,000224177	-35,333	-5,380	0	-35,333	-5,160	-9	1	1	2	87215,17343	87215,17343	3354,4297
					-35,667	-5,110	0	-35,667	-4,890	-9	1	1	2			
					-36,000	-5,050	0	-36,000	-4,830	-341	0	0	0			
					-36,333	-5,080	0	-36,333	-4,860	-18	1	1	2			
					-36,667	-5,090	0	-36,667	-4,870	-15	1	1	2			
					-37,000	-4,930	0	-37,000	-4,710	-10	1	1	2			
					-37,333	-4,690	0	-37,333	-4,470	-13	1	1	2			
					-37,667	-4,550	0	-37,667	-4,330	-9	1	1	2			
					-38,000	-4,250	0	-38,000	-4,030	-6	1	1	2			
					-38,333	-3,915	0	-38,333	-3,695	-19	1	1	2			
					-38,667	-3,670	0	-38,667	-3,450	-13	1	1	2			
					-39,000	-3,400	0	-39,000	-3,180	-19	1	1	2			
					-39,333	-3,190	0	-39,333	-2,970	-17	1	1	2			
					-39,667	-3,010	0	-39,667	-2,790	-11	1	1	2			
					-40,000	-2,840	0	-40,000	-2,620	-15	1	1	2			
					-40,333	-2,800	0	-40,333	-2,580	-11	1	1	2			
					-40,667	-2,840	0	-40,667	-2,620	-29	1	1	2			
					-41,000	-2,890	0	-41,000	-2,670	-9	1	1	2			
					-41,333	-2,925	0	-41,333	-2,705	-19	1	1	2			
					-41,667	-2,860	0	-41,667	-2,640	-14	1	1	2			
					-42,000	-2,720	0	-42,000	-2,500	-12	1	1	2			
					-42,333	-2,750	0	-42,333	-2,530	-22	1	1	2			
					-42,667	-2,600	0	-42,667	-2,380	-14	1	1	2			
					-43,000	-2,460	0	-43,000	-2,240	-19	1	1	2			
					-43,333	-2,335	0	-43,333	-2,115	-19	1	1	2			
					-43,667	-2,265	0	-43,667	-2,045	-36	1	1	2			
					-44,000	-2,635	0	-44,000	-2,415	-13	1	1	2			
K	20125,075	30187,61194	50312,68657	2,187163425	-44,333	-2,525	0	-44,333	-2,305	-23	1	1	2	44016,82714	44016,82714	0
					-44,667	-1,580	0	-44,667	-1,360	-10	1	1	2			
					-45,000	-1,280	0	-45,000	-1,060	-25	1	1	2			
					-45,333	-1,315	0	-45,333	-1,095	-13	1	1	2			
					-45,667	-1,215	0	-45,667	-0,995	-12	1	1	2			
					-46,000	-1,065	0	-46,000	-0,845	-10	1	1	2			
					-46,333	-0,945	0	-46,333	-0,725	-15	1	1	2			
					-46,667	-0,790	0	-46,667	-0,570	-21	1	1	2			
					-47,000	-0,750	0	-47,000	-0,530	-16	1	1	2			
					-47,333	-0,590	0	-47,333	-0,370	-16	1	1	2			
					-47,667	-0,575	0	-47,667	-0,355	-22	1	1	2			
					-48,000	-0,665	0	-48,000	-0,445	-12	1	1	2			
					-48,333	-0,300	0	-48,333	-0,080	-6	1	1	2			
					-48,667	-0,240	0	-48,667	-0,020	-10	1	1	2			
					-49,000	-0,165	0	-49,000	0,055	-6	1	1	2			
					-49,333	0,000	0	-49,333	0,220	-2	1	1	2			
					-49,667	0,365	0	-49,667	0,585	-20	1	1	2			
					-50,000	1,750	0	-50,000	1,970	-3	1	1	2			
					-50,333	2,000	0	-50,333	2,220	-10	1	1	2			
					-50,667	2,130	0	-50,667	2,350	-3	1	1	2			
L	4472,2388	6708,358209	11180,59701	1,02908	-51,000	3,010	0	-51,000	3,230	-7	1	1	2	4602,277613	4602,277613	0
					-51,333	4,300	0	-51,333	4,520	-2	1	1	2			
													SOMA	326702,7641	350781,3725	17116,5

	50 KM DA COSTA						Potência (MW)						100 KM DA COSTA						Potência (MW)									
	LONGITUDE	LATITUDE	PROFUNDIDADE (m)				Imediato	Novas Tecnologias	Não explorável	Regiões	Potencial por Região	LONGITUDE	LATITUDE	PROFUNDIDADE (m)				Imediato	Novas Tecnologias	Não explorável								
A	-52,400	-33,333	-19	1	1	2	27421,33	38389,86	0	S U L	239770,5	-51,950	-33,333	-55	0	1	1	0	63983,097	0								
	-52,100	-33,000	-19	1	1	2						-51,650	-33,000	-56	0	1	1											
	-51,980	-32,667	-20	1	1	2						-51,530	-32,667	-55	0	1	1											
	-51,830	-32,333	-24	1	1	2						-51,380	-32,333	-50	0	1	1											
	-51,480	-32,000	-20	1	1	2						-51,030	-32,000	-56	0	1	1											
	-50,930	-31,667	-52	0	1	1						-50,480	-31,667	-98	0	1	1											
	-50,550	-31,333	-70	0	1	1						-50,100	-31,333	-83	0	1	1											
B	-50,250	-31,000	-83	0	1	1	7522,998	75229,98	0			S U L	239770,5	-49,800	-31,000	-127	0	0	0	0	50153,319	75229,98						
	-50,000	-30,667	-66	0	1	1								-49,550	-30,667	-125	0	0	0									
	-49,820	-30,333	-54	0	1	1								-49,370	-30,333	-114	0	0	0									
	-49,680	-30,000	-47	1	1	2								-49,230	-30,000	-95	0	1	1									
	-49,510	-29,667	-57	0	1	1								-49,060	-29,667	-82	0	1	1									
	-49,270	-29,333	-63	0	1	1								-48,820	-29,333	-90	0	1	1									
	-48,975	-29,000	-85	0	1	1								-48,525	-29,000	-97	0	1	1									
C	-48,510	-28,667	-74	0	1	1	5484,265	27421,33	0					S U L	239770,5	-48,060	-28,667	-123	0	0	0	0	18280,885	27421,33				
	-48,250	-28,333	-89	0	1	1										-47,800	-28,333	-147	0	0	0							
	-48,180	-28,000	-79	0	1	1										-47,730	-28,000	-154	0	0	0							
	-48,025	-27,667	-93	0	1	1										-47,575	-27,667	-140	0	0	0							
	-48,070	-27,333	-61	0	1	1										-47,620	-27,333	-384	0	0	0							
	-48,130	-27,000	-54	0	1	1										-47,680	-27,000	-107	0	0	0							
	-48,235	-26,667	-53	0	1	1										-47,785	-26,667	-65	0	1	1							
D	-48,100	-26,333	-46	1	1	2	7522,998	7522,998	0							S U L	239770,5	-47,650	-26,333	-67	0	1	1	6269,16	12538,33	0		
	-48,150	-26,000	-24	1	1	2												-47,700	-26,000	-52	0	1	1					
	-48,000	-25,667	-23	1	1	2												-47,550	-25,667	-49	1	1	2					
	-47,670	-25,333	-22	1	1	2												-47,220	-25,333	-56	0	1	1					
	-47,410	-25,000	-31	1	1	2												-46,960	-25,000	-43	1	1	2					
	-46,950	-24,667	-43	1	1	2												-46,500	-24,667	-50	0	1	1					
	-46,550	-24,333	-23	1	1	2												-46,100	-24,333	-46	1	1	2					
E	-45,750	-24,000	-34	1	1	2	5160,777	10321,55	0									S U L	239770,5	-45,300	-24,000	-41	1	1	2	0	17202,588	0
	-44,980	-23,667	-32	1	1	2														-44,530	-23,667	-61	0	1	1			
	-44,110	-23,333	-52	0	1	1														-43,660	-23,333	-60	0	1	1			
	-41,530	-23,000	-71	0	1	1														-41,080	-23,000	-99	0	1	1			
	-41,550	-22,667	-49	1	1	2														-41,100	-22,667	-54	0	1	1			
	-41,280	-22,333	-31	1	1	2														-40,830	-22,333	-56	0	1	1			
	-40,530	-22,000	-37	1	1	2														-40,080	-22,000	-108	0	0	0			
F	-40,570	-21,667	-17	1	1	2	27421,33	32905,59	16452,8	S E	97264,34									-40,120	-21,667	-302	0	0	0	0	9140,4424	73123,54
	-40,510	-21,333	-24	1	1	2														-40,060	-21,333	-1211	0	0	0			
	-40,360	-21,000	-39	1	1	2														-39,910	-21,000	-1572	0	0	0			
	-40,040	-20,667	-59	0	1	1														-39,590	-20,667	-1885	0	0	0			
	-39,820	-20,333	-524	0	0	0														-39,370	-20,333	-1944	0	0	0			
	-39,700	-20,000	-760	0	0	0														-39,250	-20,000	-1643	0	0	0			
	-39,420	-19,667	-144	0	0	0														-38,970	-19,667	-996	0	0	0			
	-39,240	-19,333	-46	1	1	2						-38,790	-19,333							-54	0	1	1					

Q	46446,98868	46446,98868	13762,071	-39,280	-19,000	-35	1	1	2	28384,2709	28384,2709	61929,3182	S E	97264,3376	-38,830	-19,000	-59	0	1	1	21503,24	25803,8826	124718,766
				-39,290	-18,667	-30	1	1	2						-38,840	-18,667	-42	1	1	2			
				-39,210	-18,333	-37	1	1	2						-38,760	-18,333	-40	1	1	2			
				-39,040	-18,000	-11	1	1	2						-38,590	-18,000	-9	1	1	2			
				-38,700	-17,667	-24	1	1	2						-38,250	-17,667	-32	1	1	2			
				-38,765	-17,333	-15	1	1	2						-38,315	-17,333	-1487	0	0	0			
				-38,715	-17,000	-25	1	1	2						-38,265	-17,000	-2317	0	0	0			
				-38,650	-16,667	-400	0	0	0						-38,200	-16,667	-2176	0	0	0			
				-38,555	-16,333	-44	1	1	2						-38,105	-16,333	-718	0	0	0			
				-38,465	-16,000	-32	1	1	2						-38,015	-16,000	-24	1	1	2			
				-38,485	-15,667	-1594	0	0	0						-38,035	-15,667	-2967	0	0	0			
				-38,530	-15,333	-1713	0	0	0						-38,080	-15,333	-3229	0	0	0			
				-38,545	-15,000	-2172	0	0	0						-38,095	-15,000	-3329	0	0	0			
				-38,610	-14,667	-2089	0	0	0						-38,160	-14,667	-3112	0	0	0			
				-38,540	-14,333	-2160	0	0	0						-38,090	-14,333	-3157	0	0	0			
				-38,490	-14,000	-2269	0	0	0						-38,040	-14,000	-3207	0	0	0			
				-38,440	-13,667	-2094	0	0	0						-37,990	-13,667	-2736	0	0	0			
				-38,515	-13,333	-1352	0	0	0						-38,065	-13,333	-2527	0	0	0			
				-38,000	-13,000	-2269	0	0	0						-37,550	-13,000	-3267	0	0	0			
				-37,625	-12,667	-2686	0	0	0						-37,175	-12,667	-3400	0	0	0			
				-37,390	-12,333	-2372	0	0	0						-36,940	-12,333	-3212	0	0	0			
				-37,180	-12,000	-1990	0	0	0						-36,730	-12,000	-3040	0	0	0			
				-37,025	-11,667	-1842	0	0	0						-36,575	-11,667	-3155	0	0	0			
				-36,835	-11,333	-1793	0	0	0						-36,385	-11,333	-2896	0	0	0			
				-36,600	-11,000	-761	0	0	0						-36,150	-11,000	-2305	0	0	0			
				-36,300	-10,667	-500	0	0	0						-35,850	-10,667	-2233	0	0	0			
				-35,850	-10,333	-1260	0	0	0						-35,400	-10,333	-3177	0	0	0			
				-35,550	-10,000	-1381	0	0	0						-35,100	-10,000	-3109	0	0	0			
				-35,260	-9,667	-2	1	1	2						-34,810	-9,667	-3002	0	0	0			
				-34,990	-9,333	-321	0	0	0						-34,540	-9,333	-3274	0	0	0			
				-34,760	-9,000	-1257	0	0	0						-34,310	-9,000	-3309	0	0	0			
				-34,620	-8,667	-1191	0	0	0						-34,170	-8,667	-2372	0	0	0			
				-34,500	-8,333	-1028	0	0	0						-34,050	-8,333	-1364	0	0	0			
-34,385	-8,000	-15	1	1	2	-33,935	-8,000	-2381	0	0	0												
-34,375	-7,667	-716	0	0	0	-33,925	-7,667	-4247	0	0	0												
-34,340	-7,333	-2509	0	0	0	-33,890	-7,333	-4115	0	0	0												
-34,375	-7,000	-2510	0	0	0	-33,925	-7,000	-3899	0	0	0												
-34,500	-6,667	-2329	0	0	0	-34,050	-6,667	-3656	0	0	0												
-34,580	-6,333	-2588	0	0	0	-34,130	-6,333	-2774	0	0	0												
-34,660	-6,000	-2176	0	0	0	-34,210	-6,000	-3913	0	0	0												
-34,765	-5,667	-2954	0	0	0	-34,315	-5,667	-3758	0	0	0												
-34,910	-5,333	-781	0	0	0	-34,460	-5,333	-3630	0	0	0												
I	10968,53085	14624,7078	0	-34,340	-7,333	-2509	0	0	0	0	0	29249,4156	N E I	98087,8551	-33,890	-7,333	-4115	0	0	0	0	0	48749,026
-34,375	-7,000	-2510	0	0	0	-33,925	-7,000	-3899	0	0	0												
-34,500	-6,667	-2329	0	0	0	-34,050	-6,667	-3656	0	0	0												
-34,580	-6,333	-2588	0	0	0	-34,130	-6,333	-2774	0	0	0	-34,170	-6,000	-3913	0	0	0	0	0	37614,9892			
-34,765	-5,667	-2954	0	0	0	-34,315	-5,667	-3758	0	0	0												
-34,910	-5,333	-781	0	0	0	-34,460	-5,333	-3630	0	0	0												

N	87215,17343	87215,17343	3354,4297	-35.333	-4.830	-37	1	1	2	90569,6032	95601,2478	40253,157	N E 2	219497,111	-35.333	-4.280	-3078	0	0	0	16772,15	16772,14874	209651,859
				-35.667	-4.560	-2501	0	0	0						-35.667	-4.010	-2258	0	0	0			
				-36.000	-4.500	-2421	0	0	0						-36.000	-3.950	-310	0	0	0			
				-36.333	-4.530	-1880	0	0	0						-36.333	-3.980	-1592	0	0	0			
				-36.667	-4.540	-1394	0	0	0						-36.667	-3.990	-2618	0	0	0			
				-37.000	-4.380	-900	0	0	0						-37.000	-3.830	-2412	0	0	0			
				-37.333	-4.140	-109	0	0	0						-37.333	-3.590	-1535	0	0	0			
				-37.667	-4.000	-33	1	1	2						-37.667	-3.450	-1332	0	0	0			
				-38.000	-3.700	-35	1	1	2						-38.000	-3.150	-2193	0	0	0			
				-38.333	-3.365	-45	1	1	2						-38.333	-2.815	-2260	0	0	0			
				-38.667	-3.120	-133	0	0	0						-38.667	-2.570	-2434	0	0	0			
				-39.000	-2.850	-234	0	0	0						-39.000	-2.300	-2579	0	0	0			
				-39.333	-2.640	-39	1	1	2						-39.333	-2.090	-2561	0	0	0			
				-39.667	-2.460	-31	1	1	2						-39.667	-1.910	-3257	0	0	0			
				-40.000	-2.290	-30	1	1	2						-40.000	-1.740	-3583	0	0	0			
				-40.333	-2.250	-35	1	1	2						-40.333	-1.700	-3542	0	0	0			
				-40.667	-2.290	-31	1	1	2						-40.667	-1.740	-3345	0	0	0			
				-41.000	-2.340	-27	1	1	2						-41.000	-1.790	-2540	0	0	0			
				-41.333	-2.375	-43	1	1	2						-41.333	-1.825	-2837	0	0	0			
				K	44016,82714	44016,82714	0	-41.667	-2.310						-33	1	1	2	66025,2407	66025,2407			
-42.000	-2.170	-72	0					1	1	-42.000	-1.620	-2820	0	0	0								
-42.333	-2.200	-27	1					1	2	-42.333	-1.650	-2850	0	0	0								
-42.667	-2.050	-46	1					1	2	-42.667	-1.500	-2691	0	0	0								
-43.000	-1.910	-35	1					1	2	-43.000	-1.360	-2278	0	0	0								
-43.333	-1.785	-33	1					1	2	-43.333	-1.235	-691	0	0	0								
-43.667	-1.715	-18	1					1	2	-43.667	-1.165	-32	1	1	2								
-44.000	-2.085	-16	1					1	2	-44.000	-1.535	-24	1	1	2								
-44.333	-1.975	-16	1					1	2	-44.333	-1.425	-19	1	1	2								
-44.667	-1.030	-28	1					1	2	-44.667	-0.480	-44	1	1	2								
-45.000	-0.730	-28	1					1	2	-45.000	-0.180	-39	1	1	2								
-45.333	-0.765	-38	1					1	2	-45.333	-0.215	-53	0	1	1								
-45.667	-0.665	-25	1					1	2	-45.667	-0.115	-20	1	1	2								
-46.000	-0.515	-23	1					1	2	-46.000	0.035	-27	1	1	2								
-46.333	-0.395	-27	1					1	2	-46.333	0.155	-28	1	1	2								
-46.667	-0.240	-23	1					1	2	-46.667	0.310	-23	1	1	2								
-47.000	-0.200	-25	1					1	2	-47.000	0.350	-14	1	1	2								
-47.333	-0.040	-17	1					1	2	-47.333	0.510	-19	1	1	2								
-47.667	-0.025	-19	1					1	2	-47.667	0.525	-33	1	1	2								
J	4602,277613	4602,277613	0					-48.000	-0.115	-11	1	1	2	5177,56231	5177,56231	1725,8541	N	83141,2185			-48.000	0.435	-13
				-48.333	0.250	-6	1	1	2	-48.333	0.800	-16	1						1	2			
				-48.667	0.310	-8	1	1	2	-48.667	0.860	-9	1						1	2			
				-49.000	0.385	-6	1	1	2	-49.000	0.935	-6	1						1	2			
				-49.333	0.550	-12	1	1	2	-49.333	1.100	-7	1						1	2			
	326702,7641	350781,3725	17116,5	-49.667	0.915	-13	1	1	2	597893,133	737761,001	189296,035	SOMA	737761,001	-49.667	1.465	-6	1	1	2	754495,6	1070307,032	788681,944
				-50.000	2.300	-7	1	1	2						-50.000	2.850	-20	1	1	2			
				-50.333	2.550	-8	1	1	2						-50.333	3.100	-12	1	1	2			
				-50.667	2.680	-4	1	1	2						-50.667	3.230	-11	1	1	2			
	326702,7641	350781,3725	17116,5	-51.000	3.560	-6	1	1	2	597893,133	737761,001	189296,035	SOMA	737761,001	-51.000	4.110	-42	1	1	2	754495,6	1070307,032	788681,944
				-51.333	4.850	-119	0	0	0						-51.333	5.400	-135	0	0	0			